



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Weißbuch Wasserstoffspeicher



[bmwk.de](https://www.bmwk.de)

Impressum

Herausgeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwk.de

Stand

April 2025

Diese Broschüre wird ausschließlich als Download angeboten.

Gestaltung

PRpetuum GmbH, 81541 München

Bildnachweis

Petmal / iStock / Titel

Diese Publikation wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit herausgegeben. Die Publikation wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Sie darf nicht zur Wahlwerbung politischer Parteien oder Gruppen eingesetzt werden.

Inhalt

Zusammenfassung.....	3
1. Einleitung.....	5
1.1 Wasserstoffspeicher vor dem Hintergrund der Systementwicklungsstrategie.....	5
1.2 Rolle von Wasserstoffspeichern im Energiesystem der Zukunft.....	6
2. Quantifizierung des Wasserstoffspeicherbedarfs in Deutschland.....	9
2.1 Szenarien zum Wasserstoffspeicherbedarf in Deutschland.....	9
2.2 Europäischer Wasserstoffspeicherbedarf.....	12
3. Quantifizierung des Potenzials zur Speicherung von Wasserstoff.....	13
3.1 Potenzial von Salzkavernen zur Wasserstoffspeicherung.....	13
3.2 Potenzial von Porenspeichern zur Wasserstoffspeicherung.....	16
3.3 Umwidmung bisheriger Erdgas- und Erdölspeicher.....	18
3.4 Transformationspfade bisheriger Erdgas- und Erdölspeicher.....	19
3.5 Transformationsstrategien unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit von Erdgas und Erdöl.....	20
3.6 Oberirdische Speichertechnologien: Druck- und Flüssigwasserstoffspeicher.....	21
4. Rechtsrahmen für die Wasserstoffspeicherung.....	23
4.1 Errichtung, Betrieb und Umwidmung obertägiger und untertägiger Wasserstoffspeicher sowie Beschleunigungspotenziale.....	23
4.2 Rechtsrahmen Zugang zu Wasserstoffspeichern.....	25
4.3 Weitere Überlegungen für die Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffspeichern im Hinblick auf konkurrierende Nutzungen.....	25
4.4 Umgang mit § 21 Standortauswahlgesetz (StandAG) – Sicherheitsvorschriften für das Standortauswahlverfahren.....	26
5. Europäische, grenzüberschreitende Aspekte der Wasserstoffspeicherung.....	27
5.1 Bedeutung grenzüberschreitender Wasserstoffspeicherinfrastrukturen.....	27
5.2 Aufbau eines europäischen Wasserstoff-Pipeline-Transportnetzes.....	28
5.3 Regulatorische Harmonisierung und Marktintegration.....	28
5.4 Sicherheitsaspekte und strategische Resilienz.....	28
5.5 Wirtschaftliche Vorteile der europäischen Wasserstoffspeicherung.....	28

6. Regionale Bedeutung der Wasserstoffspeicherung	29
6.1 Norddeutschland – Zentrum der Wasserstoffproduktion und -speicherung	29
6.2 Mitteldeutschland – Innovationszentrum und Pilotregion für Wasserstoffspeicher.....	29
6.3 Süddeutschland – Versorgungsregion und industrielle Nachfrageschwerpunkte...	30
6.4 Westdeutschland – Schlüsselstandort für industrielle Nutzung und Logistik.....	30
6.5 Bedeutung der Wasserstoffspeicherung für ländliche Regionen und neue Wirtschaftsimpulse	31
7. Infrastrukturentwicklung	32
7.1 Entwicklung eines nationalen Wasserstoff-Transportnetzes.....	32
7.2 Hafeninfrastruktur und Importmöglichkeiten	34
7.3 Digitalisierung und intelligente Steuerung der Wasserstoffinfrastruktur.....	35
8. Leitbild für den Wasserstoffspeichermarkt	36
8.1 Wettbewerblicher Markt und seine Vorteile.....	36
8.2 Wettbewerb und notwendige Regulierung.....	37
9. Herausforderungen des Markthochlaufs, Finanzierungslücke und mögliche Förderinstrumente	38
9.1 Herausforderungen bei der Finanzierung von Wasserstoffspeichern.....	38
9.2 Abschätzung der Finanzierungslücke	41
9.3 Auswahl möglicher Förderinstrumente.....	43
9.4 Bewertung der Fördernotwendigkeit sowie der Förderinstrumente	49
10. Maßnahmen zur Förderung des Wasserstoffspeicherzubaues	51
10.1 Nachfrageförderung.....	51
10.2 Politischer und regulatorischer Rahmen.....	52
10.3 Europäische Zusammenarbeit.....	54
10.4 Forschung und Entwicklung	55
11. Schlussfolgerungen	57
11.1 Wichtige Erkenntnisse des Weißbuchs Wasserstoffspeicher	57
11.2 Handlungsbedarf und nächste Schritte	58
11.3 Ausblick.....	59
Quellenverzeichnis	60

Zusammenfassung

Wasserstoffspeicher spielen eine zentrale Rolle in der Energiewende und der Transformation des deutschen Energiesystems. Sie ermöglichen die Integration erneuerbarer Energien, erhöhen die Versorgungssicherheit und tragen zur Dekarbonisierung verschiedener Sektoren bei. Mit Blick auf die volatile Energieerzeugung aus Wind- und Solarkraft stellen sie eine essenzielle Flexibilitätsoption dar.

Wasserstoffspeicherbedarf in Deutschland und Europa

Die verschiedenen Szenarien in [Abschnitt 2](#) zeigen einen stark steigenden Bedarf an Wasserstoffspeichern. Bis 2030 wird ein Speicherbedarf von 2 bis zu 7 TWh erwartet, der bis 2045 auf 76 bis 80 TWh ansteigen könnte. Der Haupttreiber für diesen Anstieg ist der Einsatz von Wasserstoff in der Industrie sowie in Kraftwerken zur Rückverstromung. Europaweit ergeben die Szenarien bis 2050 einen Speicherbedarf von bis zu 161 TWh.

Speichertechnologien und Potenziale

Aus [Abschnitt 3](#) folgt, dass Deutschland beste geologische Voraussetzungen hat, um den eigenen Wasserstoffspeicherbedarf und den seiner europäischen Nachbarn zu decken. Deutschland kann in Europa eine Schlüsselrolle einnehmen. Salzkavernen bieten das größte Potenzial und werden durch obertägige Speicher wie Druck- und Flüssigwasserstoffspeicher für kurzzeitige Speicherung und dezentrale Anwendungen ergänzt.

Umwidmung bestehender Erdgas- und Erdölspeicher

Die Umwandlung bestehender Erdgas- und Erdölspeicher zu Wasserstoffspeichern könnte 20 bis 50 % des deutschen Speicherbedarfs bis 2040 decken (siehe [Abschnitt 4](#)). Die Umwidmung und technische Umstellung von Salzkavernen kann mit einem ambitionierten Rechtsregime innerhalb von sechs Jahren erfolgen, während Neubauprojekte bis zu zwölf Jahre benötigen.

Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

Um die Realisierungszeiten zu verkürzen und den Wasserstoffspeicheraufbau zu unterstützen, sollen Zulassungsverfahren für Wasserstoffspeicher zügig durch ein Wasserstoff-Beschleunigungs-

gesetz vereinfacht, beschleunigt und effektiver ausgestaltet werden. Mit der kurzfristigen Umsetzung der europäischen Gas- und Wasserstoffbinnenmarktlinie soll zudem ein verlässlicher regulatorischer Rahmen geschaffen werden, der die Entwicklung eines wettbewerblichen Marktes unterstützt.

Wettbewerblicher Wasserstoffspeichermarkt als Leitbild

Ein wettbewerblich organisierter Speichermarkt bietet entscheidende wirtschaftliche und technologische Vorteile. Die technologische Vielfalt und Dezentralität der Wasserstoffspeicherung sind ideale Voraussetzungen, damit sich ein wettbewerblicher Markt entwickeln kann. Staatliche Maßnahmen sollten diese Entwicklung nicht behindern und auf die Förderung von Wettbewerb und Innovation abzielen. So kann langfristig ein effizienter Markt entstehen. Ergänzend dazu können der Abbau von Markteintrittsbarrieren und klare, aber begrenzte regulatorische Leitplanken die Rahmenbedingungen für Investitionen verbessern. Dabei kann der Regulierungsrahmen den Wettbewerb unterstützen, ohne seine Entwicklung zu behindern.

Finanzierung und Förderung

Um die Investitionsrisiken zu reduzieren und rechtzeitige Investitionen in Wasserstoffspeicher zu ermöglichen, muss eine sichere Nachfrage nach Speicherkapazitäten geschaffen werden. Dazu kann der Einsatz von Wasserstoff insb. in der Industrie und im Stromsektor gefördert werden. Nur mit der daraus resultierenden sicheren Nachfrage können nachhaltige Investitionsentscheidungen für notwendige Wasserstoffspeicher angereizt werden.

1. Einleitung

1.1 Wasserstoffspeicher vor dem Hintergrund der Systementwicklungsstrategie

Die Transformation des Energiesystems und der Energieversorgung ist eine der zentralen Herausforderungen für die deutsche Energie-, Wirtschafts- und Klimapolitik und die wesentliche Grundlage zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis 2045. Erneuerbare Energien bieten nicht nur eine klimaneutrale Lösung, sondern reduzieren langfristig die deutsche Importabhängigkeit und die damit verbundenen wirtschaftlichen und geopolitischen Risiken. In diesem Kontext werden Energiespeicher als unverzichtbar angesehen, um Energieüberschüsse effizient zu nutzen, systemische Flexibilität zu gewährleisten und die Sektorkopplung überhaupt zu ermöglichen. Nicht zuletzt werden es Wasserstoffspeicher ermöglichen, saisonale Schwankungen in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch auszugleichen.

Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern für die Flexibilität und Resilienz des zukünftigen Energiesystems wird durch die Systementwicklungsstrategie (SES) untermauert. Die SES wurde auf Grundlage der Langfristszenarien (LFS) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und eines breit angelegten Beteiligungsprozesses erarbeitet und wird regelmäßig aktuali-

siert. Sie bietet Orientierung für sektor- und energieträgerspezifische Strategien wie die Nationale Wasserstoffstrategie und dezentrale Planungsprozesse wie die kommunale Wärmeplanung. Sie trägt so zur Kohärenz der verschiedenen Strategien, Programme und Planungsprozesse im Sinne eines effizienten und klimaneutralen Energiesystems bei. Im Mittelpunkt der SES steht ein technisch-systemisches Leitbild, das die Transformation des Energiesystems mit einem langfristigen und nachhaltigen Ansatz unterstützt. Insbesondere die Integration erneuerbarer Energien wie Wind und Solar sowie die Nutzung von Wasserstofftechnologien sind dabei essenzielle Elemente. Hierbei spielen Wasserstoffspeicher eine Schlüsselrolle, da sie die Flexibilität und Resilienz des Energiesystems erheblich steigern.

Das hier vorgelegte Weißbuch soll die Ergebnisse der SES weiterdenken und Wasserstoffspeicher und ihre Rolle im zukünftigen Energiesystem stärker beleuchten. Es soll nicht nur analysiert werden, wie groß der Bedarf an Speichern ist und welche Potenziale zur Verfügung stehen. Der Blick soll auch auf den Markt für Wasserstoffspeicherung gelenkt werden: Wie kann sich ein deutscher und europäischer Markt etablieren und was steht einem Hochlauf womöglich entgegen?

1.2 Rolle von Wasserstoffspeichern im Energiesystem der Zukunft

Saisonaler Ausgleich und Flexibilität im Stromsektor

Wasserstoffspeicher sind ein entscheidender Faktor, um die Herausforderungen eines Energiesystems zu bewältigen, das auf volatilen erneuerbaren Energien basiert. Wind- und Solarenergie unterliegen saisonalen und wetterbedingten Schwankungen, die zu Über- oder Unterkapazitäten in der Energieerzeugung führen können. Wasserstoffspeicher ermöglichen es, diese Schwankungen auszugleichen, indem sie in Zeiten hoher Wind- oder Solarstromproduktion Wasserstoff aufnehmen, diesen für Tage, Wochen oder Monate speichern und in Zeiten hoher Stromnachfrage oder geringer Stromproduktion Wasserstoff für die Stromgewinnung zur Verfügung stellen. Dies ist insbesondere für die Wintermonate entscheidend, in denen die Stromproduktion aus Photovoltaik geringer ausfällt. Wasserstoffkraftwerke können flexibel hoch- oder heruntergefahren werden, wodurch sie auch Regelleistung zur Stabilisierung des Stromnetzes bereitstellen können.

Stoffliche Nutzung und Anwendung in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren

Neben ihrer Rolle im Stromsystem sind Wasserstoffspeicher auch für die Industrie von großer Bedeutung. Viele industrielle Prozesse, wie die Stahl- und Chemieproduktion, erfordern Wasserstoff als Rohstoff oder Energieträger. Wasserstoffspeicher ermöglichen eine zuverlässige und kon-

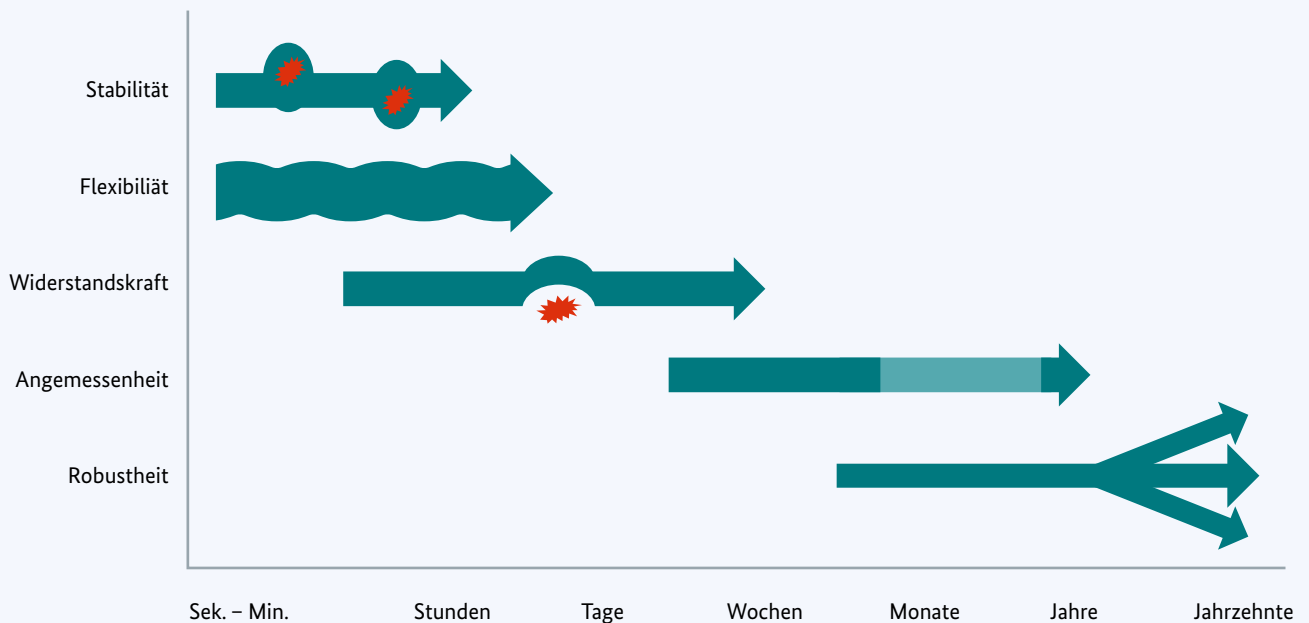
tinuierliche Versorgung dieser Prozesse, die nicht nur für die Dekarbonisierung, sondern auch für die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie entscheidend ist. Insbesondere in Spitzenzeiten können Wasserstoffspeicher als Puffer dienen und die Versorgung unabhängig von tages- oder jahreszeitlichen Schwankungen sicherstellen.

Auch im Verkehrssektor können Wasserstoffspeicher einen Beitrag leisten. Während batterieelektrische Lösungen im Pkw-Bereich dominieren werden, bleiben Wasserstoff für Teile des Schwerlastverkehrs und Wasserstoffderivate als e-fuels in der Schifffahrt und in der Luftfahrt zentrale Bausteine für eine klimaneutrale Mobilität. Wasserstoffspeicher ermöglichen die kontinuierliche Bereitstellung des Energieträgers für diese Anwendungen und tragen so zur emissionsfreien Mobilität bei.

Versorgungssicherheit und Resilienz

Ein weiteres zentrales Einsatzgebiet von Wasserstoffspeichern ist die Sicherstellung der Energieversorgung in Krisensituationen. Durch ihre Fähigkeit, große Energiemengen über längere Zeiträume zu speichern, erhöhen sie die Resilienz des Energiesystems (siehe [Abbildung 1](#)). Insbesondere in einem System mit hohem Anteil erneuerbarer Energien können Wasserstoffspeicher nicht nur die Abhängigkeit von fossilen Backup-Lösungen reduzieren, sondern grundsätzlich den Bedarf kurzfristiger Importe fossiler Energien mindern. Dies macht sie zu einem unverzichtbaren Bestandteil eines robusten und krisenfesten Energiesystems.

Abbildung 1: Dimensionen der Versorgungssicherheit



Quelle: Blanco und Faaij (2018).

Europäische Integration und Energiehandel

In einem zunehmend europäischen Energiemarkt fördern Wasserstoffspeicher auch den grenzüberschreitenden Handel mit Wasserstoff. Sie schaffen die Grundlage für eine diversifizierte Energieversorgung und ermöglichen es, den benötigten Wasserstoff aus sonnen- oder windreichen Regionen

Europas in Nähe zu Verbrauchszentren zu speichern. Dies stärkt nicht nur die Versorgungssicherheit, sondern reduziert auch die Systemkosten durch eine optimierte Nutzung der Erzeugungs- und Speicherkapazitäten. Aufgrund der besonders vorteilhaften geologischen Gegebenheiten kann Deutschland eine herausragende Rolle als Speicherstandort innerhalb Europas einnehmen.

Technologische Führungsrolle und wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit

Die Entwicklung einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur setzt Anreize für Investitionen in innovative Technologien, die Arbeitsplätze in der Forschung, im Bau und Betrieb von Speichern sowie in der zugehörigen Logistik sichern und neu schaffen. Der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft kann dadurch die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands langfristig stärken.

Deutschland kann eine internationale Vorreiterrolle im Bereich der Wasserstoffspeicherung einnehmen, sich als technologischer Innovationstreiber etablieren. Dies beinhaltet das Ziel, durch den Einsatz modernster Speichertechnologien, Forschung und Entwicklung sowie durch die Unterstützung innovativer Pilotprojekte eine Spitzenposition auf den globalen Märkten einzunehmen. Dabei ist die Erforschung der Wasserstoffspeicherung in geologischen Formationen wie Salzkavernen in Deutschland bereits weit fortgeschritten.

Die Förderung von Forschung und Entwicklung schafft eine Grundlage für den Export deutscher Wasserstoffspeichertechnologien und die Zusammenarbeit mit anderen Ländern in einer sich entwickelnden globalen Wasserstoffwirtschaft. Dies stärkt nicht nur den Wirtschaftsstandort Deutschland, sondern trägt auch dazu bei, internationale Klimaziele zu erreichen.

Die Rolle der Wasserstoffspeicher im System der Speicheroptionen

Wie in der Stromspeicherstrategie¹ des BMWK dargestellt, eignen sich Batterie- und Pumpspeicher eher zur kurzfristigen zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch – in der Regel liegt die Auspeisedauer bei unter vier Stunden. Die Langzeitspeicherung im Strombereich für den längerfristigen und saisonalen Ausgleich von Erzeugungs- und Nachfrageschwankungen wird nach derzeitigem Kenntnisstand insbesondere durch Umwandlung von Strom in Energieträger wie Wasserstoff und anschließende Rückverstromung erbracht werden. Auch Wärmespeicher in Wärmenetzen können insbesondere in Verbindung mit Großwärmepumpen Flexibilität für das Strom- und Wärmesystem liefern.

Hierbei sind insbesondere die Wechselwirkungen zwischen Strom-, Wärme- und Wasserstoffspeichern zu beachten: Je nach Anwendung können Strom- und Wärmespeicher das erforderliche Volumen von H₂-Speichern reduzieren. Dabei spielen neben Fristigkeit und Verwendungszweck auch Kosten und Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle. Vor diesem Hintergrund ist ein koordiniertes Vorgehen bei allen Speichertechnologien erforderlich.

1 https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?__blob=publicationFile&v=8

2. Quantifizierung des Wasserstoffspeicherbedarfs in Deutschland

Als Grundlage zur Ermittlung der Investitionsbedarfe im Verlauf des Wasserstoffhochlaufs sowie zur Identifikation möglicher Transformationspfade von der Erdgas- zur Wasserstoffspeicherung werden im Folgenden die Ergebnisse verschiedener quantitativer Untersuchungen dargestellt.

Die zentrale Rolle nimmt hierbei die SES ein, die auf Basis der Langfristszenarien (LFS) des BMWK Wasserstoffspeicherbedarfe abschätzt. Bei den LFS handelt es sich um Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems, mit denen die energie- und klimapolitischen Ziele erreicht werden. Betrachtet werden dabei mehrere Szenarien, wovon im nachfolgenden zwei Szenarien im Fokus stehen: Im Orientierungsszenario O45-Strom wird insb. auf die direkte Stromnutzung gesetzt, während im Szenario O45-H2 von der verstärkten Nutzung von Wasserstoff ausgegangen wird. Auffällig ist, dass die Wasserstoffspeicherbedarfe in beiden Orientierungsszenarien nur vergleichsweise gering voneinander abweichen. Grund dafür ist, dass im Szenario O45-Strom die relativ hohe, direkte Stromnutzung zu einem vergleichsweise höheren Wasserstoffspeicherbedarf zur Versorgung von benötigten Wasserstoffkraftwerken führt. Im Szenario O45-H2 mit geringerer Stromnachfrage erhöht hingegen der verstärkte Einsatz von Wasserstoff in der Industrie und anderen Sektoren den Speicherbedarf, sodass in der Summe nur relativ geringe Abweichungen zwischen den beiden Szenarien hinsichtlich der Speicherbedarfe bestehen. Die SES fokussiert sich in ihrer Ankerpunkten auf die Jahre 2035 und 2045. Um die Bedarfsentwicklung der Wasserstoffspeicherung auf dem Weg zur

vollständigen Dekarbonisierung genauer zu verstehen, werden nachfolgend zusätzlich die Jahre 2030 und 2040 betrachtet.

Ergänzt wird die SES durch jüngste Untersuchungen des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI 2024) im Auftrag von RWE sowie durch die Ergebnisse der Marktabfrage, die der Initiative Energien Speichern e. V. (INES 2025), die zum ersten Mal ein umfassendes Markt-bild liefert. Gemeinsam ergänzen beide Studien die SES und dienen ihrer Überprüfung und Einordnung². Einschränkend gilt für diese Studien jedoch, dass sie auf der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung vom Februar 2024 aufsetzen. Die zwischenzeitlich fortgeführten Verhandlungen zur Umsetzung der Kraftwerksstrategie machen jedoch Anpassungen bei den Annahmen zum Zeitpunkt eines flächendeckenden Einsatzes von Wasserstoff zur Stromerzeugung notwendig. Inwiefern das Konzept in der kommenden Legislaturperiode umgesetzt wird, ist noch zu entscheiden.

2.1 Szenarien zum Wasserstoffspeicherbedarf in Deutschland

Die betrachteten Orientierungsszenarien der LFS weisen für 2030 einen Speicherbedarf von ca. 2 TWh aus, der im Wesentlichen auf den Einsatz von Wasserstoff in der Industrie zurückzuführen ist (siehe [Abbildung 2](#)). In der Industrie werden vor allem energieintensive Prozesse auf Wasserstoff umgestellt, um CO₂-Emissionen zu senken. Hierzu zählen die Stahl- und Chemieindustrie, die lang-

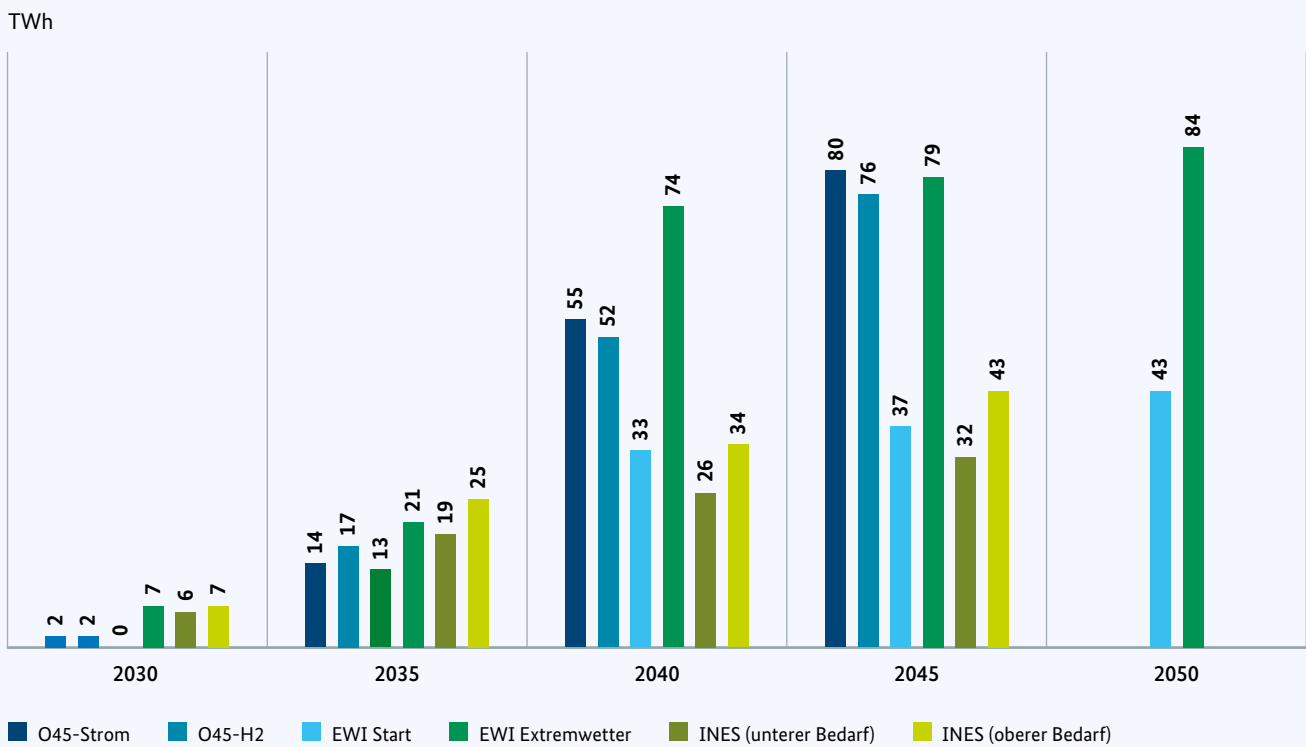
² Die hier dargestellten Szenarien basieren auf dem heute erwarteten Bedarf an Wasserstoffspeichern unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Annahmen zur Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft und der Dekarbonisierung. Da diese Entwicklungen von verschiedenen externen und dynamischen Faktoren beeinflusst werden, ist die kontinuierliche Beobachtung und Anpassung der Bedarfsprognosen erforderlich. Die Szenarien werden daher regelmäßig überprüft und an neue technologische, wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen angepasst.

fristig große Mengen Wasserstoff benötigen und daher auf eine verlässliche Wasserstoffversorgung in sog. Bandlast angewiesen sind.

Das EWI ist hinsichtlich des Einsatzes in der Industrie zurückhaltender und sieht im Startscenario 2030 noch keinen Speicherbedarf. Wenn 2030 in Übereinstimmung mit der Kraftwerksstrategie

vom Februar 2024 allerdings schon Wasserstoff zur Rückverstromung eingesetzt und entsprechende Speicherkapazitäten für den Extremwetterfall aufgebaut werden würden, läge der Bedarf 2030 bereits bei ca. 7 TWh. Dieser Wert deckt sich mit den Schätzungen von INES, wonach der Markt bis 2030 6 bis 7 TWh Speicherbedarf entwickeln könnte.

Abbildung 2: Wasserstoffspeicherbedarf in Deutschland



Quelle: EWI (2024), INES (2025), LFS (2024), eigene Darstellung.

Bis zum Jahr 2035 wird vor allem die steigende Industrienachfrage den Speicherbedarf prägen. Auf Grundlage der LFS und ihrer Orientierungsszenarien identifiziert die SES bis 2035 einen Speicherbedarf von mindestens 15 TWh. Zu etwas höheren Werten kommen die Szenarien des EWI (13 bis 21 TWh) und die Ergebnisse der Markt- abfrage (19 bis 25 TWh).

Ab Ende der 2030er Jahre werden die saisonalen Schwankungen, die im Energiesektor zu erwarten sind, der bedeutendste Faktor in der Bedarfs- schätzung sein. Während in den Sommermona- ten durch Photovoltaik-Anlagen hohe Erträge an Solarenergie zur Verfügung stehen werden, ist die Produktion in den Wintermonaten stark redu- ziert. Das Potenzial der Windkraft zeigt ähnliche Schwankungen: In windreichen Zeiten können Überschüsse entstehen, die in speicherbare Energie umgewandelt werden müssen, um den Bedarf in Zeiten schwachen Windaufkommens zu decken. Die Möglichkeit, in Langzeitspeichern über Monate Energie als Wasserstoff zu speichern und in ver- brauchsstarken Zeiten abzurufen, ist daher ein zentrales Element der Versorgungssicherheit im Stromsektor. Das saisonale Muster in der Wasser- stoffnachfrage anderer Sektoren ist dagegen deut- lich schwächer ausgeprägt.

In den Orientierungsszenarien kommt es aufgrund der gesetzten Annahmen (basierend auf der Kraft- werksstrategie der Bundesregierung vom Februar 2024) ab 2040 zum verstärkten Einsatz von Was- serstoffkraftwerken und damit einhergehend zu weiter steigendem Speicherbedarf. Es wird erwar- tet, dass Wasserstoffspeicher im Jahr 2040 sowohl großflächig zur konstanten Versorgung der Indus- trie als auch zur Versorgungssicherheit im Ener- giesektor genutzt werden. In dieser Phase nimmt auch die Relevanz der grenzüberschreitenden Spei-

chernutzung zu (siehe [Abschnitt 3.5](#)). Laut Orien- tierungsszenarien liegt der Bedarf 2040 bei 52 bis 55 TWh. Die Spannweite der EWI-Prognose liegt bei 33 bis 74 TWh, was insb. an den Annahmen des modellierten Extremwetter-Szenarios liegt, das eine zeitlich sehr konzentrierte Ausspeicherperiode (extreme Dunkelflaute) und eine einzelne, lange Einspeicherperiode modelliert. Im Gegensatz dazu kommt INES zu einer erheblich niedrigeren Band- breite von 26 bis 34 TWh. Das niedrigere Bedarfs- niveau ist u. a. auf weniger extreme Ein- und Aus- speichermuster zurückzuführen. INES geht davon aus, dass auch in extremen Wettersituationen zwis- chenzeitliche Wiedereinspeicherungen möglich sein werden und Wasserstoffspeicher aufgrund der abweichenden Nachfragestruktur grundsätzlich mit einer höheren Zyklenzahl gefahren werden können als heutige Erdgasspeicher. Dadurch sinkt der absolute Speicherbedarf signifikant.

Für das Jahr 2045 beziffert die SES auf Basis der Orientierungsszenarien den Speicherbedarf auf mindestens 80 TWh. Eine weniger dynamische Entwicklung bei der Energieeffizienz könnte den Energiebedarf und somit den Speicherbedarf aber deutlich auf bis zu 100 TWh steigen lassen. 70 % des Speicherbedarfs dürfte auf die Wasserstoff- kraftwerke zurückgehen. EWI bestätigt diese Werte mit seinem Extremwetterszenario (79 TWh); sein Startscenario liegt aber niedriger bei ca. 37 TWh. INES kommt auf Grundlage ihrer Markt- abfrage zu einer ähnlichen Bedarfsprognose von 32 bis 43 TWh.

Bis ins Jahr 2050 hat einzig das EWI Szenarien erstellt. Sie bestätigen die Annahme, dass der Spei- cherbedarf nach der Befriedigung der Kraftwerks- nachfrage nur noch vergleichsweise geringfügig wachsen wird (von 37 auf 43 TWh im Startscenario und von 79 auf 84 TWh im Extremwetterszenario).

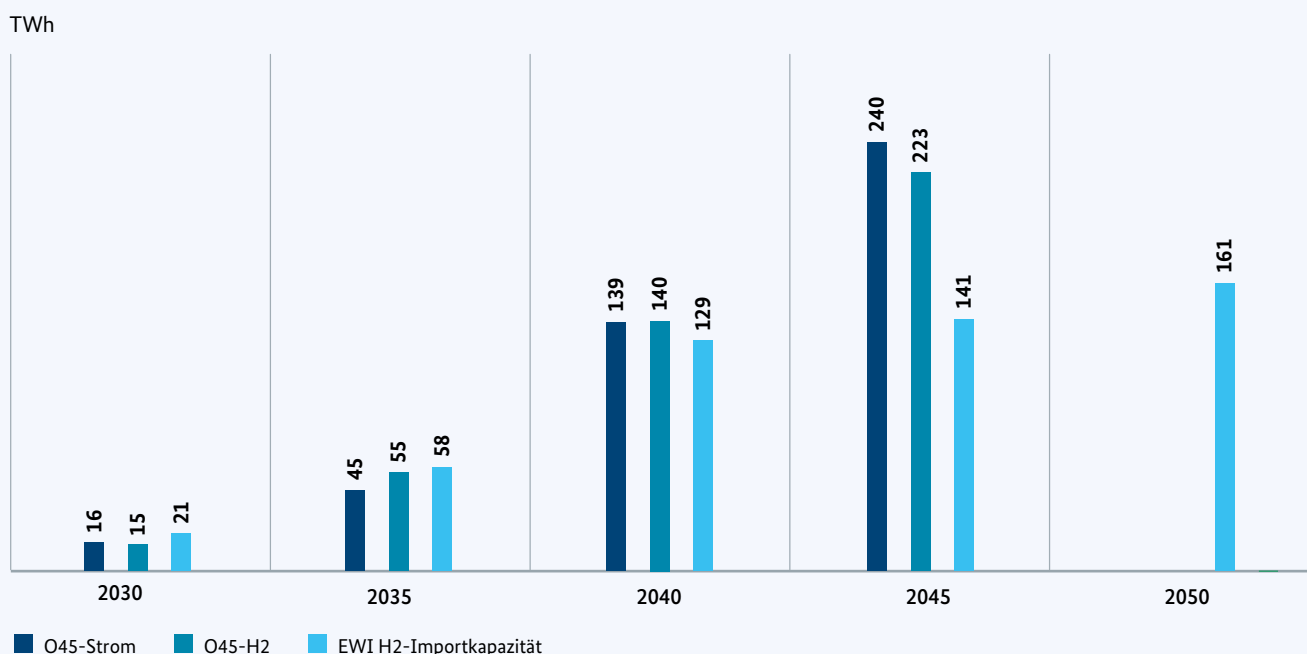
2.2 Europäischer Wasserstoffspeicherbedarf

Durch die wachsende Anzahl von Wasserstoffanwendungen wird auch der europäische Speicherbedarf ansteigen (siehe [Abbildung 3](#)). Aus den Orientierungsszenarien der LFS ergeben sich 2030 Bedarfe von 15 bis 16 TWh und 45 bis 55 TWh im Jahr 2035. Ähnlich lauten die Berechnungen des EWI (21 bzw. 58 TWh). Allerdings liegt den Zahlen des EWI ein von den Bedarfen für Deutschland abweichendes Szenario zugrunde, sodass die Vergleichbarkeit nicht gegeben ist. Das zugrunde gelegte H₂-Importkapazitätsszenario geht von einem verzögerten Ausbau der Wasserstoffimportkapazität Europas aus. Solche Verzögerungen würden einen erhöhten Speicherausbau bedingen.

Mit Verweis auf die Orientierungsszenarien geht die SES davon aus, dass der Speicherbedarf in Europa zwischen 220 und 240 TWh im Jahr 2045 liegen wird. Das EWI sieht weniger starke Anstiege auf 129 TWh (2040), 141 TWh (2045) und 161 TWh (2050). Den verschiedenen Szenarien gemein ist die Prognose, dass in Deutschland voraussichtlich ein Viertel bis ein Drittel des europäischen Speicherbedarfs entstehen wird.

Der erhebliche Bedarf an Wasserstoffspeichern bis 2035, der Teil des Wasserstoffhochlaufs ist und letztlich von der Wasserstoffnachfrage der Industrie getrieben wird, erfordert frühzeitige Investitionen in Speichertechnologien und Infrastruktur. Die zügige Ausarbeitung eines rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmens, der ausreichende Investitionen in Lang- und Kurzzeitspeicher ermöglicht, wird entscheidend sein.

Abbildung 3: Wasserstoffspeicherbedarf in Europa



Quelle: EWI (2024), INES (2025), LFS (2024), eigene Darstellung.

3. Quantifizierung des Potenzials zur Speicherung von Wasserstoff

[Abschnitt 2](#) zeigt, dass sehr große Speicherbedarfe entstehen werden. Grundsätzlich bietet Wasserstoff verschiedene Möglichkeiten, gespeichert zu werden. Die unterschiedlichen Optionen können sich dabei sinnvoll ergänzen und in der Hochlaufphase einer Wasserstoffwirtschaft unterschiedliche Rollen einnehmen. Untertägige Speicherung kann durch die großen Speichervolumina Skaleneffekte und somit Kostenvorteile realisieren. Wegen der geringen Energiedichte von Wasserstoff sind die Potenziale von oberirdischen Speichertechnologien, wie Druck- und Flüssigwasserstoffspeichern, begrenzt, sie sind jedoch dezentral nutzbar und bieten eine schnell verfügbare Versorgung. Wasserstoffderivate, wie zum Beispiel Ammoniak und LOHC, werden wegen ihrer guten Speicher- und Transporteigenschaften eine bedeutende Rolle beim interkontinentalen Transport von Wasserstoff spielen. Die nach Deutschland importierten Derivate könnten nach dem Import bis zur Weiterverwendung vorgehalten werden.

Das Potenzial zur untertägigen Speicherung von Wasserstoff in Deutschland ist eng an die geologischen Gegebenheiten geknüpft. Grundsätzlich sind Kavernenspeicher reichlich vorhanden und können voraussichtlich ausreichend Speichervolumen für den Wasserstoffspeicherbedarf zur Verfügung

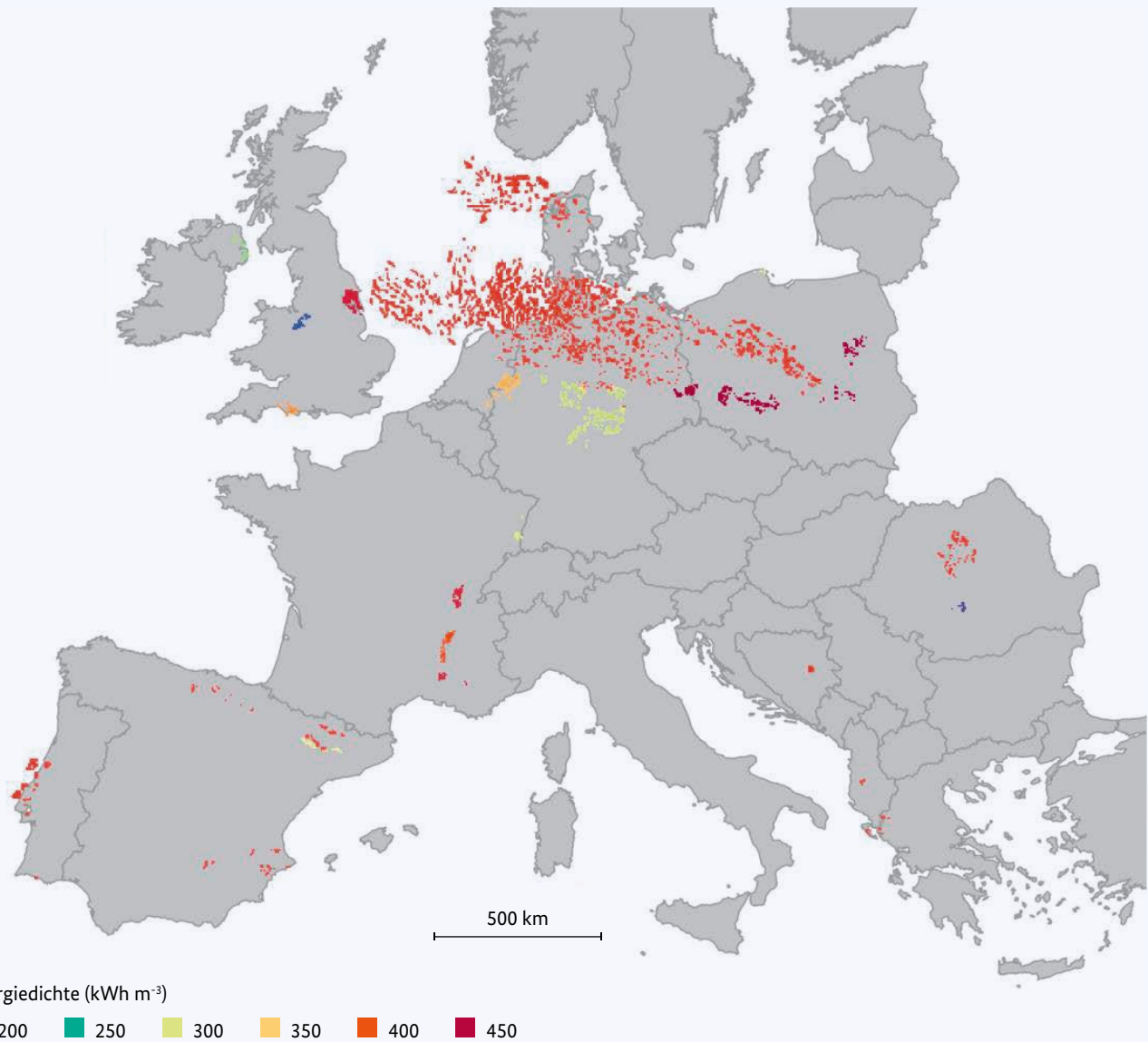
stellen. Zwar gibt es poröse Gesteinsformationen, die theoretisch ebenfalls für die Einspeicherung von Wasserstoff genutzt werden könnten, allerdings sind diese Porenspeicher mit erheblichen Unsicherheiten verknüpft und deren tatsächliche Eignung für die Wasserstoff-Einspeicherung noch nicht erforscht. Beide Speicherformen bieten unterschiedliche technische Vor- und Nachteile und Möglichkeiten für die Langzeitspeicherung von Wasserstoff, insbesondere im Hinblick auf saisonale Schwankungen und die Versorgungssicherheit. Die folgende Analyse quantifiziert das Potenzial dieser Speicheroptionen und beleuchtet die jeweiligen Stärken, Einsatzgebiete und Herausforderungen.

3.1 Potenzial von Salzkavernen zur Wasserstoffspeicherung

Salzkavernen³ bieten ein besonders umfassendes Potenzial für die langfristige Speicherung großer Wasserstoffmengen. Diese Kavernen werden durch Solen in tiefen Salzsichten künstlich geschaffen und verfügen über eine hohe Dichtheit und Langzeitstabilität, die sie zu einem idealen und sicheren Speichermedium für Wasserstoff macht.

³ Als Kavernenspeicher zählen auch Felskavernen. Bei ihnen handelt es sich meist um ehemalige Bergwerke, die für die Wasserstoffspeicherung mit Stahl oder Beton ausgekleidet werden. Die Speicherung von Erdöl und Erdgas wird in Felskavernen schon einige Zeit praktiziert und unter bestimmten Voraussetzungen kann auch Wasserstoff dort gespeichert werden. In Deutschland gibt es dazu noch kaum Untersuchungen und der technische Reifegrad (Technology Readiness Level, TRL) ist auf einem niedrigen Niveau in der Grundlagenforschung anzusetzen. Das technische Potenzial für diese Speicheroption ist für Deutschland als niedrig anzusehen, weshalb sie nachfolgend nicht weiter betrachtet werden.

Abbildung 4: Potenzial für Salzkavernen in Europa



Quelle: Caglayan et al. (2020).

Grundsätzlich sind die geologischen Voraussetzungen für Salzkavernen in Deutschland sehr günstig (siehe [Abbildung 4](#)). In Deutschland gibt es derzeit etwa 250 genutzte Salzkavernen, die vor allem im Norddeutschen Becken im Zechsteinsalz zu finden sind und sich in großen Kavernenfeldern konzen-

trieren. Die relative Nähe dieser Kavernen zu Küstenregionen und damit zu Offshore-Windparks und möglichen Elektrolyse-Standorten sowie möglichen Importrouten macht sie zu einer besonders attraktiven Speicheroption für Wasserstoff.

Die meisten Kavernen liegen in einer Tiefe von 500 bis 2.500 m und haben einen Durchmesser von 50-100 m sowie eine Höhe von 100-500 m. Üblicherweise werden Speicherdrucke von 150-200 bar angelegt. Das Speicherpotenzial einzelner Kavernen ist enorm: in einer durchschnittlichen Kaverne können bis zu 100 Mio. Nm³ Arbeitsgas gespeichert werden. Allerdings muss zur Aufrechterhaltung des Innendrucks etwa ein Drittel der Gesamtfüllung als sog. Kissengas in der Kaverne verbleiben. Derzeit werden Salzkavernen in Deutschland im Wesentlichen zur Erdgas- und Erdölstorage genutzt. Würde man stattdessen Wasserstoff einspeichern, entsprächen 100 Mio. Nm³ Arbeitsgas rd. 300 GWh an nutzbarer Energie. Schätzungen gehen davon aus, dass durch die potenziell verfügbaren Salzkavernen in Deutschland ein Vielfaches des maximalen deutschen und europäischen Bedarfs gedeckt werden könnte (bis zu 9.000 TWh).

Aktuell gibt es in Deutschland noch keinen industrierelevanten Salzkavernenspeicher für reinen Wasserstoff. In Großbritannien und in den USA werden einige wenige Salzkavernen aber bereits seit Jahrzehnten für die Wasserstoffspeicherung genutzt. Einige Pilotprojekte, u. a. in Deutschland, erproben die Speicherung in Kavernen. Weitere Projekte zur kommerziellen Nutzung von Kavernenspeichern für Wasserstoff sind bereits in der Umsetzung. Es ist daher davon auszugehen, dass die Speicherung grundsätzlich sicher und wirtschaftlich ist. Es gibt jedoch noch immer ein großes technisches Optimierungspotenzial mit entsprechendem Bedarf an Forschung und Entwicklung (F&E). Der technische Reifegrad (Technology Readiness Level, TRL) für Salzkavernen hat derzeit den Demonstrationsgrad (Level 5 von 9) erreicht,

kann aber bei speziellen Fragestellungen noch darunterliegen. Der F&E-Bedarf bei Salzkavernen liegt vor allem in weiteren Material- und Komponentenuntersuchungen, Betriebsweisen, Normung, Festlegung von Grenzwerten, Vornutzung, Mikrobiologischen Prozessen sowie Sicherheits- und Akzeptanzfragen.

Bei der Erschließung von Kavernen zur Speicherung von Wasserstoff muss zwischen Onshore- und Offshore-Kavernen unterschieden werden. Während die Erkenntnisse für Onshore-Lösungen übertragbar in den Offshore-Bereich sind, sind die technischen Herausforderungen dort ungleich größer und daher auch finanziell sehr herausfordernd. Nichtsdestotrotz ist das Potenzial in der Nordsee, insbesondere in der AWZ Deutschlands und vor Norwegen, sehr groß und könnte in internationalen Kooperationen erschlossen werden, ohne dass es zu einer Flächenkonkurrenz mit Windenergieanlagen kommt.

Die Nutzung von Salzkavernen als Wasserstoffspeicher hat sich bereits in einigen Pilotprojekten, u. a. in Deutschland, bewährt und gilt als technisch und wirtschaftlich machbar. Die Dichtheit und Langzeitstabilität von Salzkavernen bietet die notwendige Sicherheit für die Speicherung von Wasserstoff, und die relative Nähe dieser Kavernen zu Küstenregionen und damit zu Offshore-Windparks und möglichen Elektrolyse-Standorten sowie möglichen Importrouten macht sie zu einer besonders attraktiven Speicheroption für Wasserstoff. Projekte zur kommerziellen Nutzung von Kavernenspeichern für Wasserstoff sind bereits in der Umsetzung.

Die Dauer eines Neubaus von Untergrundspeichern in Salzkavernen ist maßgeblich davon abhängig, ob bereits eine Infrastruktur (Brownfield) besteht. Dann lassen sich vergleichbare Realisierungszeiten wie bei der Umwidmung bestehender Kavernen erzielen, nämlich in der Regel sechs Jahre. Bei Neuprojekten auf unerschlossenen Flächen (Greenfield) kann die Realisierungszeit hingegen bis zu zwölf Jahren betragen. Im Einzelnen setzten sich die Realisierungszeiten wie folgt zusammen:

- Planungs- und Genehmigungsverfahren: Wegen umfassender geologischer Untersuchungen, der optimalen Standortauswahl sowie der Einholung erforderlicher Genehmigungen, einschließlich Nutzungs- und Grundversorgungsrechten, kann dieser Prozess mehrere Jahre in Anspruch nehmen.
- Bauzeit: Der standardisierte Solungsprozess für eine durchschnittlich große Salzkaverne nimmt rund fünf Jahre in Anspruch und lässt sich grundsätzlich nicht beschleunigen. Die Arbeiten an den obertägigen Anlagen können parallel durchgeführt werden, wodurch das Risiko von Verzögerungen reduziert wird. Die Herausforderungen und Risiken sind vergleichbar mit denen bei der Umwidmung bestehender Kavernen (s. u.).

3.2 Potenzial von Porenspeichern zur Wasserstoffspeicherung

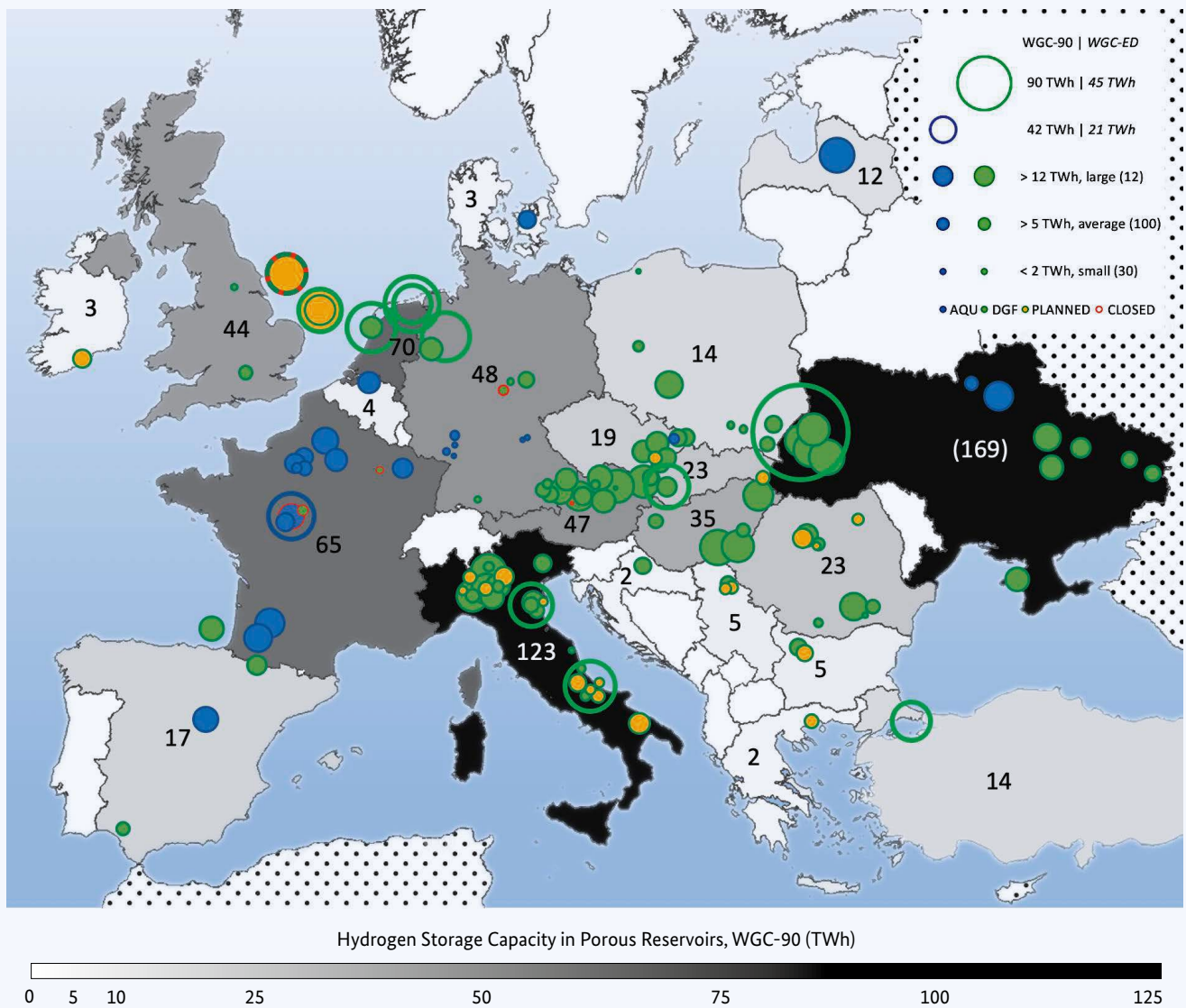
Neben Salzkavernen bieten auch Porenspeicher theoretisch die Möglichkeit zur Wasserstoffspeicherung. Dabei hat das Speichergestein eine hohe

Porosität für die Aufnahme des zu speichernden Gases und die darüberliegenden gasdichten Barrierschichten (z. B. Ton- oder Salzgesteine) dichten das Reservoir ab. Diese geologischen Gegebenheiten für Porenspeicher sind in ganz Deutschland zu finden, konzentrieren sich aber in Süddeutschland. Teilweise werden sie bereits intensiv als Erdgaslager genutzt.

Ein großer Vorteil gegenüber Salzkavernen ist ihr großes Speichervolumen. Schätzungen gehen davon aus, dass durch die Umwidmung von bereits bestehenden Porenspeichern in Deutschland ein theoretisches Speicherkapazitätspotenzial von bis zu 29 TWh realisiert werden könnte. Durch Neuerschließung und Neubau könnte zusätzlich ein Vielfaches des Bedarfs gedeckt werden (bis zu 27.000 TWh, siehe [Abbildung 5](#)). Insbesondere für Regionen mit hohem industriellen Wasserstoffbedarf könnten Porenspeicher eine wichtige Funktion übernehmen, um die lokale Versorgungssicherheit zu gewährleisten und Transportkosten zu senken.

Die tatsächliche Nutzungsmöglichkeit von Porenspeichern zur Wasserstoffspeicherung ist jedoch unsicher und setzt weitere technologische Erkundungen und Entwicklungen voraus, da Wasserstoff aufgrund seiner geringen Molekülgröße besondere Anforderungen an die Dichtheit und die Materialbeständigkeit stellt. Ein wesentliches Problem von Porenspeichern stellt die mögliche Verunreinigung des Wasserstoffs durch Mikroorganismen dar, da Porenspeicher Reste ihres vormaligen Inhaltes enthalten – und lange Zeit behalten – und durch viele Begleitstoffe wie auch mikrobielle Aktivitäten geprägt sind.

Abbildung 5: Potenzial von Porenspeichern in Europa



Porenspeicher sind ungleich komplexer im Aufbau, unflexibler im Betrieb (langsamer in der Ein-/Auspeicherung) und hinsichtlich einer Wasserstoffspeicherung nicht so gut erforscht wie Salz-

kavernen. Es gibt zwar Erfahrungen aus der Stadtgasspeicherung und CO₂-Speicherung (Carbon Capture and Storage), jedoch sind diese nur bedingt übertragbar.

Da sowohl die Gesteinsarten als auch die vorkommenden Mikroorganismen je nach Standort erheblich variieren, erfordert jedes Projekt eine detaillierte Einzelfallprüfung. Pauschale Aussagen zur Eignung von Porenspeichern und ihres tatsächlichen Potenzials sind daher nicht möglich. Ob Porenspeicher in Zukunft überhaupt zur Wasserstoffspeicherung genutzt werden können, ist derzeit nicht zuverlässig festzustellen. Porenspeicher werden bei der Potenzialanalyse daher nicht weiter berücksichtigt.

3.3 Umwidmung bisheriger Erdgas- und Erdöl Speicher

Bei rückgängiger Nutzung fossiler Energieträger und damit einhergehender rückgängiger Speicherbedarfe bietet die Umstellung bestehender Erdgas- und Erdöl Speicher für die Wasserstoffspeicherung eine vielversprechende Möglichkeit. Deutschland verfügt über eine Vielzahl von Erdgas- und Erdöl Speichern, die bislang eine zentrale Rolle für die Energieversorgungssicherheit gespielt haben. Allein durch die Umwidmung bestehender Erdgas- und Erdölkavernenspeicher könnten bis zu 36 TWh Wasserstoffspeicher entstehen (ca. 31 TWh aus derzeitigen Erdgaskavernen und ca. 5 TWh aus derzeitigen Erdölkavernen).

Die Transformation dieser bestehenden Speicherinfrastrukturen ist jedoch technisch anspruchsvoll. Die chemischen und physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff unterscheiden sich stark von denen von Erdgas und Erdöl, was besondere Anforderungen an Dichtheit, Materialbeständigkeit und Sicherheitsvorkehrungen stellt. Gleichzeitig muss auch bei rückgängiger Nutzung von Erdgas und Erdöl die Versorgungssicherheit gewährleistet bleiben.

Grundsätzlich kann zwischen den Investitionen in die obertägigen Anlagen von Kavernenspeichern und der Aufbereitung der untertägigen Kavernen unterschieden werden. Für beide Speicherarten (Erdgas- oder Erdölkavernen) ist ein weitgehender Neubau der oberirdischen Anlagen sowie der Mess- und Überwachungssysteme erforderlich, um Druck- und Sicherheitsbedingungen anzupassen und potenzielle Wasserstoffverluste zu vermeiden. Vorteile ergeben sich hingegen bei der Aufbereitung der untertägigen Anlagen. Bei Kavernen, die bislang zur Erdgasspeicherung genutzt werden, ist in der Regel eine einfache Solung ausreichend, um das verbleibende Erdgas zu entfernen. Anschließend kann die Einspeicherung mit Wasserstoff beginnen. Die Umwidmung von Erdölkavernen ist aufwendiger, da sie eine umfangreiche Säuberung der Kavernen erfordert, um die Reaktion von Wasserstoff mit Erdölrückständen zu vermeiden.

Dennoch weist die Umwidmung von Erdgas- und Erdölkavernen wesentliche Vorteile gegenüber dem vollständigen Neubau von Kavernenspeichern auf. Die Umstellung benötigt nach Einschätzung der dena (2024) in der Regel bis zu sechs Jahre, während der Neubau mit bis zu zwölf Jahren nahezu doppelt so viel Zeit in Anspruch nehmen kann. Entsprechend fallen die Kosten niedriger aus: Die Kosten einer Umwidmung dürften nach Schätzungen von EWI rund 20% niedriger ausfallen als der Neubau. Für das Stützjahr 2040 beziffert EWI die Investitionskosten je MWh Speicherleistung bei Umwidmung und Neubau auf 190 Euro bzw. 235 Euro. Ein weiterer Vorteil der Umwidmung bereits genutzter Kavernen ergibt sich aus der Möglichkeit, teilweise bestehende Genehmigungen für Erdgas- und Erdöl Speicher für Wasserstoffspeicher zu nutzen.

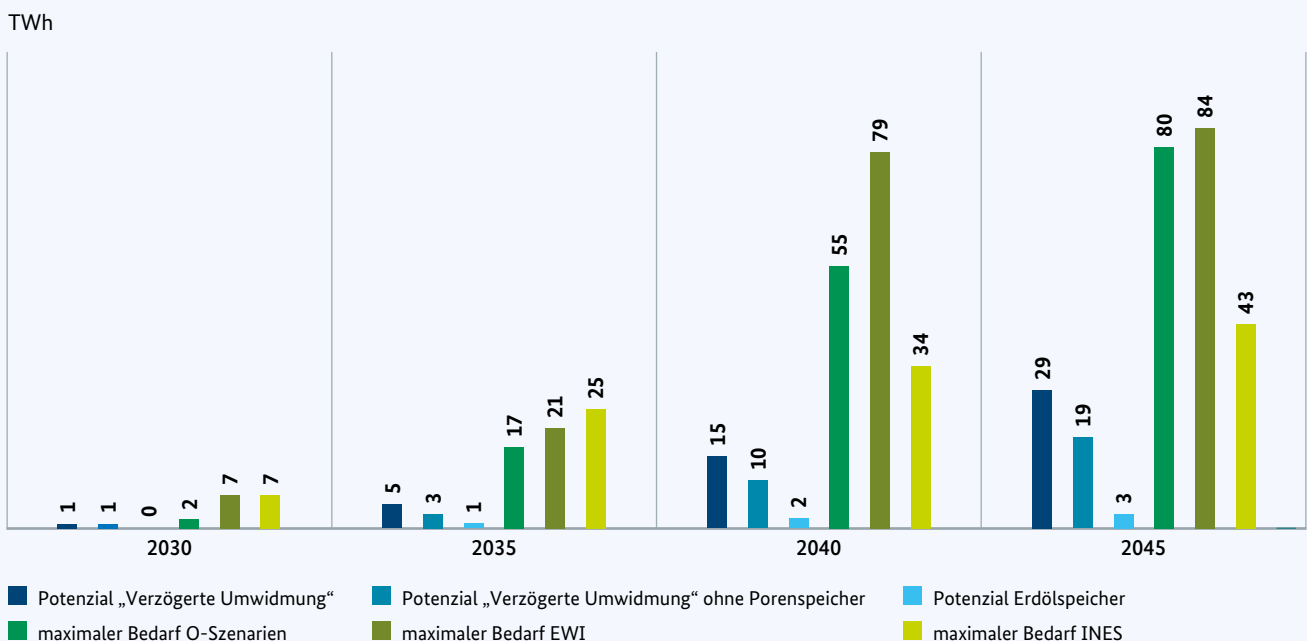
3.4 Transformationspfade bisheriger Erdgas- und Erdöl-speicher

Die dena (2024) hat mögliche Transformationspfade für die Umwidmung von Erdgasspeichern ermittelt (siehe [Abbildung 6](#)). Sie geben Einblick, inwiefern der potenzielle Wasserstoffspeicherbedarf bereits durch die kostengünstigere und zügiger zu bewerkstellende Umwandlung realisiert werden kann. Im Szenario „Verzögerte Umwidmung“ wurden Annahmen getroffen, die einer Umwidmung grundsätzlich entgegenstehen: Der Erdgasverbrauch und damit der Erdgasspeicherbedarf sinken in den kommenden Jahren nur langsam, die Investitionsunsicherheit für Wasserstoffprojekte bleibt hoch und die Qualitätsanforderungen an die Speicher fallen sehr streng aus.⁴ Diese Faktoren können

zunächst zu einer begrenzten Nutzung der Umwidmungspotenziale führen, die sich im Laufe der Zeit schrittweise erhöht. Im Jahr 2030 würde die Nutzung des Umwidmungspotenzials zunächst 50% betragen. Bis 2035 steigt der Anteil auf 55% und entwickelt sich bis 2045 gleichmäßig weiter auf 80%.

Diese Quoten gehen jedoch davon aus, dass auch Porenspeicher umgewandelt werden. Um die technischen Herausforderungen bei der Umwidmung von Porenspeichern und die damit verbundenen Unsicherheiten abzubilden, wurde ein zusätzliches Szenario hinzugefügt („Verzögerte Umwidmung ohne Porenspeicher“), in dem die Umwidmung von Porenspeichern vollständig außer Acht gelassen wird. Dadurch würde die Nutzungsrate nochmals deutlich zurückgehen.

Abbildung 6: Umwidmungspotenzial in Deutschland (in TWh)



⁴ Diesem Szenario stellt die dena das Szenario „Verstärkte Umwidmung“ mit entsprechend gegenteiligen Annahmen gegenüber. Hier würden die Umwidmungspotenziale von Beginn an mit einer hohen Umwidmungsrate genutzt.

Das theoretisch maximale Umwidmungspotenzial bisheriger Erdöl-speicher beläuft sich laut Erdöl-bevorratungsverband (EBV) auf ca. 5,2 TWh. Davon könnten laut EBV in 2030 ca. 0,1 TWh genutzt werden. Bis 2040 könnten bereits 1,8 TWh Speicher-kapazität umgewidmet werden.

Die Gegenüberstellung des Umwidmungspotenzials und des Wasserstoffspeicherbedarfs zeigt, dass die Umstellung bisheriger Erdgas- und Erdöl-speicher einen relevanten Beitrag zum Aufbau der Wasserstoffspeicherinfrastruktur leisten könnte. Insbesondere in den 2030er Jahren könnte selbst unter der Annahme geringer Umwidmungsraten zwischen 20 % und 50 % des Speicherbedarfs gedeckt werden. Dies könnte den Speicherneubau und somit den Investitionsbedarf erheblich reduzieren.

3.5 Transformationsstrategien unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit von Erdgas und Erdöl

Die Umstellung bestehender Erdgas- und Erdöl-speicher auf Wasserstoff könnte Nutzungskonkurrenzen zur Folge haben, insbesondere im Hinblick auf die Versorgungssicherheit in Übergangsphasen, in denen fossile Energieträger weiterhin eine Rolle im Energiemix spielen. Erdgasspeicher dienen neben der Realisierung von Arbitragegewinnen der Händler (z.B. durch mögliche Sommer-Winter-Spreads) auch der Absicherung ihrer Lieferverpflichtungen gegenüber Marktrisiken, wie negativer Preisentwicklungen, gesteigerter Nachfrage durch extreme Wetterverhältnisse und reduzierter Mengenverfügbarkeit u. a. durch geopolitische Risiken. Ebenso dienen die oben genannten Erdöl-speicher als strategische Reserve zur Absicherung

der Energieversorgung insb. bei geopolitischen Unsicherheiten. Eine Umstellung dieser Speicher könnte daher kurzfristig die Verfügbarkeit von Erdgas und Erdöl in Krisenzeiten beeinträchtigen.

Betreiber von Gasspeicheranlagen sind deshalb nach §35h EnWG verpflichtet, der Bundesnetz-agentur eine Außerbetriebnahme oder Stilllegung einer Gasspeicheranlage mindestens zwölf Monate im Voraus anzuzeigen und dafür die Gründe anzugeben. Darunter fällt auch die Umwidmung eines Erdgas- zu einem Wasserstoffspeicher. Die Bundes-netzagentur kann die erforderliche Genehmigung verweigern, wenn sich ansonsten nachteilige Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit Deutschlands oder der Europäischen Union ergeben würden. Bei unbilligen wirtschaftlichen Härten muss der Speicheranlagenbetreiber dann u. U. entschädigt werden.

Um die Nutzungskonkurrenz zwischen den fossilen Energieträgern und Wasserstoff zu minimieren, sind folgende Maßnahmen möglich:

- **Paralleler Betrieb von Wasserstoff- und fossilen Speichern:** In der Übergangsphase wird ein paralleler Betrieb ermöglicht, wobei Erdöl- und Erdgaslager, die nicht direkt für Wasserstoff geeignet sind, weiterhin zur Speicherung fossiler Energieträger genutzt werden, während spezialisierte Kavernenspeicher und neu errichtete Wasserstoffspeicher vorrangig für die Wasserstoffspeicherung eingesetzt werden.
- **Schrittweise Umstellung:** Die Umstellung der Speicher erfolgt mit Blick auf die Versorgungssicherheit von Erdgas und Erdöl in einer Übergangsphase schrittweise, wobei zu einem vorab zu definierenden Umfang Erdgas- und Erdöl-

speicher koordiniert umgewandelt werden. Für weitere bzw. besonders wichtige Speicher, die weiterhin eine Rolle in der Versorgungssicherheit spielen, wird die Umstellung erst dann in Betracht gezogen, wenn der Erdgas- und Erdölbedarf signifikant gesunken ist. Dafür müsste die Umwidmung zu einem Wasserstoffspeicher gegenüber anderen Stilllegungsgründen bevorzugt anerkannt werden.

Die oben genannten Erdölspeicher befinden sich mehrheitlich im Eigentum des EBV und werden von der eigenen Tochtergesellschaft, der Nord-West Kavernengesellschaft (NWKG) betrieben. Die Nutzung der bisherigen Erdölspeicher zur Speicherung von Wasserstoff durch den EBV würde ein neues Geschäftsfeld bedeuten und die entsprechende Änderung des Erdölbevorratungsgesetzes (ErdölBevG) zwingend notwendig machen. Die gesetzliche Beauftragung des EBV zur Wasserstoffspeicherung in Analogie zur Erdölspeicherung würde einen wesentlichen staatlichen Marktein-griff bedeuten, der vorzugsweise wettbewerblich zu organisieren und vor Marktverzerrungen zu schützen ist (vgl. [Abschnitt 8](#)). Vor diesem Hintergrund ist eine rein privatwirtschaftliche Betätigung der NWKG als Wasserstoffspeicherbetreiber zu prüfen. Alternativ käme auch die Veräußerung der bisherigen Erdölkavernen an dritte Wasserstoffspeicherbetreiber in Betracht.

Eine Alternative zur Nutzung von Erdölspeichern bietet die Umrüstung zur Speicherung synthetischer Kraftstoffe oder Kohlenwasserstoffe wie zum Beispiel Methanol, Ammoniak oder grünes Naptha, die als wasserstoffbasierte Energieträger ebenfalls zur Dekarbonisierung beitragen und in vielen bestehenden Erdölspeicheranlagen mit vergleichsweise wenig Aufwand gelagert werden könnten.

3.6 Oberirdische Speichertechnologien: Druck- und Flüssigwasserstoffspeicher

Für die kurz- und mittelfristige Speicherung und den flexiblen Zugriff auf Wasserstoff sind Druck- und Flüssigwasserstoffspeicher besonders relevant. Diese Speicherlösungen haben zwar deutlich geringere Kapazitäten als unterirdische Speicher, sie ermöglichen jedoch eine dezentrale Nutzung und bieten eine schnell verfügbare Wasserstoffversorgung, die vor allem in industriellen und urbanen Gebieten benötigt wird. Insbesondere in der Hochlaufphase können oberirdische Drucktanks zur Verstetigung der Wasserstoffversorgung beitragen.

- **Druckwasserstoffspeicher:** Bei dieser Technologie wird Wasserstoff unter hohem Druck (bis zu 1000 bar) in speziellen Druckbehältern gespeichert. Druckwasserstoffspeicher bieten eine vergleichsweise kostengünstige Möglichkeit zur kurzzeitigen Speicherung und sind besonders flexibel einsetzbar. Sie sind daher ideal für den Einsatz in der Industrie sowie zur Versorgung von Wasserstofftankstellen geeignet. Die aktuelle Forschung fokussiert sich darauf, die Kapazitäten dieser Speicher zu erweitern und die Sicherheit durch neue Materialien und Designs weiter zu optimieren, um Wasserstoff bei hohem Druck stabil und sicher zu lagern.
- **Flüssigwasserstoffspeicher:** Flüssigwasserstoffspeicher setzen auf die Verflüssigung von Wasserstoff bei sehr niedrigen Temperaturen (-253°C), was den Wasserstoff in eine flüssige Form überführt und eine kompakte Lagerung ermöglicht. Flüssigwasserstoffspeicher eignen sich besonders für den Transport und die Speicherung großer Mengen Wasserstoff auf klei-

nem Raum, sind jedoch mit hohen Energiekosten für die Verflüssigung verbunden. Forschung und Entwicklung zielen hier darauf ab, die Kosten für die Verflüssigung zu senken und energieeffizientere Verfahren zu entwickeln. Diese Speichertechnologie ist vor allem für den Einsatz in Logistik und Transport von Bedeutung, z. B. bei Wasserstoffimporten und der Nutzung als Treibstoff im Verkehrssektor.

Durch die umfassende Nutzung von Salzkavernen kann Deutschland eine führende Position im Bereich der Wasserstoffspeichertechnologie einnehmen und sich als stabiler Partner in einem europäischen Wasserstoffnetzwerk positionieren.

4. Rechtsrahmen für die Wasserstoffspeicherung

4.1 Errichtung, Betrieb und Umwidmung obertägiger und untertägiger Wasserstoffspeicher sowie Beschleunigungspotenziale

Die Errichtung und der Betrieb obertägiger Wasserstoffspeicher bedürfen in der Regel einer Zulassung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz. Ab einem Volumen von 3 bis unter 30 Tonnen ist eine Genehmigung im vereinfachten Verfahren (4. BImSchV, Nr. 9.3.2) und ab einem Volumen von 30 Tonnen im förmlichen Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung (4. BImSchV, Nr. 9.3.1) erforderlich. Daneben ist gemäß Nummer 9.3 der Anlage 1 zum UVP-Gesetz, je nach Volumen, eine Umweltverträglichkeits-Vorprüfung oder unmittelbar eine vollständige Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen. Für den Betrieb obertägiger Speicher mit einem Volumen ab 5 Tonnen gelten darüber hinaus weitere Nachweis- und Abstandspflichten nach der Störfallverordnung (12. BImSchV, Nr. 2.44). Die Fristen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) sind ambitioniert: Sie betragen im vereinfachten Verfahren nach § 10 Absatz 6a BImSchG vier Monate und sieben Monate für das förmliche Genehmigungsverfahren. Diese Frist schließt jeweils auch konzentriert andere behördliche Entscheidungen (z. B. Baugenehmigung) ein. Bei vollständigen Antragsunterlagen kann nach diesem Rechtsregime grundsätzlich zügig eine Genehmigung erteilt werden.

Die Errichtung und der Betrieb untertägiger Wasserstoffspeicher unterliegen – unabhängig von der Art der Speicherung in einer Salzkaverne oder einem Porenspeicher – gemäß § 126 Absatz 1 Bundesberggesetz (BBergG) der Bergaufsicht und bedürfen gültiger Betriebspläne nach §§ 50ff. BBergG. Soweit eine UVP-Vorprüfung (je nach Volumen, § 1 Satz 1 Nummer 6a UVP-V Bergbau) die UVP-Pflicht des Speichervorhabens auslöst, ist zunächst

ein Rahmenbetriebsplan aufzustellen, für dessen Zulassung ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen ist. Greifen die Schwellenwerte der UVP-V Bergbau nicht, sind für die Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffspeichern aber dennoch periodisch Hauptbetriebspläne zu erlassen. Im Unterschied zur obertägigen Speicherung kann für die untertägige Speicherung die Nutzung eines Gewässers notwendig sein oder ein Bezug zum Grundwasserkörper gegeben sein; in diesem Fall ist zusätzlich eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich.

Auch die Umwidmung bestehender Erdgasspeicher wird regelmäßig eine Genehmigungspflicht auslösen. Für die Umwidmung eines obertägigen Erdgasspeichers in einen Wasserstoffspeicher bedarf es voraussichtlich einer wesentlichen Änderung genehmigungsbedürftiger Anlagen nach § 16 BImSchG. Weitere Genehmigungserfordernisse ergeben sich aus den oben bereits genannten Materien (Störfallrecht, Baurecht). Für die Umwidmung eines untertägigen Erdgasspeichers in einen Wasserstoffspeicher enthält das Bundesberggesetz keine wie im BImSchG erleichterten Regelungen. Vielmehr zieht die Umwidmung ein erneutes, vollständiges Betriebsplanverfahren (s. o.) nach sich, in dem auch die weiteren öffentlich-rechtlichen Voraussetzungen geprüft werden (Immissionsschutzrecht, Störfallrecht, Wasserrecht, Baurecht etc.). Für die Umwidmung von Erdgasspeichern zu Wasserstoffspeichern ist Artikel 8 Absatz 9 der Richtlinie 2024/1788 zu beachten, wonach erteilte Genehmigungen für den Bau und den Betrieb von Erdgassysteminfrastruktur auch für die Wasserstoffsysteminfrastruktur gelten. Aus dieser Vorgabe lässt sich das unionsrechtliche Anliegen ablesen, die Umwidmung von Erdgasspeichern zu Wasserstoffspeichern im Rahmen der Strukturen des nationalen Genehmigungsrechts so einfach wie möglich auszugestalten.

Mit dem Entwurf für ein Wasserstoffbeschleunigungsgesetz vom 29. Mai 2024 (BT-Drs. 20/11899, WasserstoffBG) und dem Entwurf für ein Geothermie- und Wärmepumpengesetz (BT-Drs. 20/13092, GeoWG) hat die Bundesregierung in der 20. Legislaturperiode konkrete Regelungen zur Beschleunigung und Erleichterungen für die Errichtung und den Betrieb von obertägigen und untertägigen Wasserstoffspeichern vorgeschlagen. Die Vorschläge sollten bestehende Hemmnisse in den Planungs-, Genehmigungs- und Vergabeverfahren der entsprechenden Speicher aufheben und etwaige Gerichtsverfahren straffen. Ziel dieser Vorschläge war es, die Verfahren schneller, effektiver und digitaler zu machen.

Anknüpfend an diese Vorschläge sollte 2025 zügig eine Beschleunigung der Zulassung von Wasserstoffspeichern gesetzlich verankert werden, die insbesondere kurze behördliche Bearbeitungsfristen im Wasser- und Bergrecht vorsieht. Weiterhin sollten die im Gesetzentwurf für ein WasserstoffBG sowie dem Entwurf für ein GeoWG enthaltenen umfassenden Vorgaben zur Digitalisierung im Zulassungsrecht, verkürzte Einwendungsfristen bei UVP-pflichtigen Vorhaben und Erleichterungen für den vorzeitigen Beginn im Fachrecht aufgegriffen werden. Auch im Vergabeverfahren besteht ein ungenutztes Beschleunigungspotenzial. Wirkungsvoll wäre hier z. B. die erleichterte Möglichkeit, vom Gebot der losweisen Vergabe von Aufträgen abzuweichen. Um zeitintensive Gerichtsverfahren zu vermeiden, sollten, wie im Entwurf zum WasserstoffBG, eine Verkürzung des Instanzenzugs sowie eine Straffung der Eilverfahren in den Blick genommen werden.

Erleichternd würde sich auch eine stärkere Gewichtung der Belange zum Ausbau von Wasserstoffspeichern bei Abwägungsentscheidungen auswirken. Hier könnte gesetzlich ein überragen-

des öffentliches Interesse für Wasserstoffspeicher aufgenommen werden. Auch die im Entwurf des WasserstoffBG vorgesehene privilegierte Errichtung von Wasserstoffspeichern an Bundesfernstraßen sollte weiterverfolgt werden. Zuletzt kann durch eine Aufnahme von Wasserstoffspeichern in die Grundsätze der Raumordnung nach dem ROG erreicht werden, dass die räumlichen Voraussetzungen für den Ausbau von Wasserstoffspeichern in raumordnungsrechtlichen Verfahren berücksichtigt werden.

Vom Entwurf für ein WasserstoffBG nicht adressierte Beschleunigungspotenziale liegen zudem insbesondere im Bergrecht. Eine signifikante Beschleunigung des bergrechtlichen Zulassungsverfahrens von untertägigen Wasserstoffspeichern würde insbesondere aus der Einführung einer kurzen Genehmigungsfrist (einschließlich einer Regelung zur Festlegung des Fristbeginns) und aus Vorgaben zur Digitalisierung der Verfahren folgen. Regelungen zur Vollständigkeit von Antragsunterlagen sowie zum Umgang mit nicht fristgerecht vorgelegten Stellungnahmen beteiligter Behörden könnten das Betriebsplanverfahren ebenfalls beschleunigen. Entsprechende Vorschläge enthielt der Entwurf für ein Gesetz zur Beschleunigung von Geothermie und Wärmepumpen (GeoWG, BT-Drs. 20/13092). Auch diese Beschleunigungsmaßnahmen sollten in der nächsten Legislaturperiode umgesetzt werden, zumal das große Potenzial für die Wasserstoffspeicherung bei den untertägigen Anlagen liegt.

Zudem sollten für die Errichtung und den Betrieb obertägiger und untertägiger Speicher weitere planungs- und genehmigungsrechtliche Beschleunigungspotenziale im Umwelt-, Berg- und Raumordnungsrecht gehoben werden (u. a. Erleichterungen bei den Kategorien der Baunutzungsverordnung).

4.2 Rechtsrahmen Zugang zu Wasserstoffspeichern

Das BMWK erarbeitet derzeit den vorgesehenen Rechtsrahmen zur Umsetzung der Gas- und Wasserstoffbinnenmarktlinie 2024/1788 für einen diskriminierungsfreien Zugang zu großen obertägigen sowie untertägigen Wasserstoffspeichern im Energiewirtschaftsgesetz. Das Zugangsregime für Wasserstoffspeicher wird voraussichtlich Teil eines umfangreichen Gesetzes zur Umsetzung der Gas- und Wasserstoffbinnenmarktlinie 2024/1788 sein. Es wird ein möglichst rascher Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens in der kommenden Legislaturperiode angestrebt. Die Frist zur Umsetzung der EU-Richtlinie läuft bis August 2026.

Übereinstimmend mit den Einlassungen der Gas- und Wasserstoffwirtschaft sollte der Regulierungsrahmen für den Zugang zu Wasserstoffspeichern zeitnah von der Bundesnetzagentur festgelegt werden, um frühzeitig Rechtssicherheit und damit Anreize für baldige Investitionen in Wasserstoffspeicher zu schaffen. Von der Ausnahme des Artikels 37 Absatz 2 der RL 2024/1788, wonach das nationale Recht den Zugang bis zum 31.12.2032 auch auf Verhandlungsbasis ermöglichen kann, sollte nach derzeitigem Stand dementsprechend kein Gebrauch gemacht werden. Erste Überlegungen im Rahmen der geplanten EnWG-Novelle sehen vor, dass der regulierte Zugang aufgrund zuvor veröffentlichter Entgelte bereits ab dem 5. August 2026 greifen würde. Zudem wird ins Auge gefasst, von der Möglichkeit Gebrauch zu machen, Bestandsschutz einzuführen für Verträge, die vor dem 5. August 2026 geschlossen worden sind (gem. Artikel 37 Absatz 3 der RL 2024/1788). Damit würde auch Rechtssicherheit für die frühzeitigen Investitionen in Wasserstoffspeicherkapazitäten geschaffen, die vor der Einführung des Regulierungsregimes getätigt wurden und werden.

4.3 Weitere Überlegungen für die Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffspeichern im Hinblick auf konkurrierende Nutzungen

Das BMWK beabsichtigt, die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe mit einer Kurzübersicht zu beauftragen, die mögliche Nutzungskonkurrenzen vor allem im Hinblick auf neu zu errichtende untertägige Wasserstoffspeicher aufzeigt. Auf Grundlage dieser knappen geowissenschaftlichen Einschätzung sollte im Kreis der Stakeholder, insbesondere auch mit den Landesbergbehörden, diskutiert werden, wie planungs- und genehmigungsrechtliche Lösungen im Raumordnungsgesetz bzw. Bundesberggesetz ausgestaltet sein müssten, um die begrenzte Ressource Untergrund für die Wasserstoffspeicherung und damit die Zwecke des Klimaschutzes und der Energieversorgungssicherheit bestmöglich und nachhaltig einzusetzen. Konkurrierende Nutzungsansprüche können auch und gerade dann eintreten, wenn für mehrere Untergrundnutzungen mit Klimaschutzbezug jeweils das überragende öffentliche Interesse bereits gesetzgeberisch verankert sein wird (vgl. u. a. Artikel 9 CRMA, § 4 Absatz 1 WasserstoffBG-Entwurf, § 4 Abs. 1 GeoWG-Entwurf). Der zeitlich prioritäre Antrag für eine Nutzungsart sollte angesichts des zunehmenden Nutzungsdrucks an den Untergrund jedenfalls nicht alleine maßgeblich sein, wenn nachträgliche oder zeitgleich beantragte Nutzungen, die den Zielen von Klimaschutz und Energieversorgungssicherheit genauso oder besser dienen, durch eine vorherige Zulassungsentscheidung verhindert werden würden. Die Kurzübersicht der BGR kann jedoch auch zu der Erkenntnis gelangen, dass die jeweiligen Nutzungsarten nicht in einem ausgeprägten Konkurrenzverhältnis zur Wasserstoffspeicherung stehen. In diesem Fall sind Anpassungen im Zulassungsrecht obsolet.

4.4 Umgang mit § 21 Standortauswahlgesetz (StandAG) – Sicherungsvorschriften für das Standortauswahlverfahren

Ferner sollte geprüft werden, ob durch eine Anpassung im Standortauswahlgesetz (StandAG) zusätzliches Potenzial für Wasserstoffspeicher besteht. So hat der Bundesrat mit Beschluss vom 18. Oktober 2024 gefordert, Gebiete, für die die Bundesgesellschaft für Endlagerung festgestellt hat, dass sie die Mindestanforderungen für die sichere Endlagerung hochradioaktiver Abfälle nicht erfüllen bzw. für

die die Ausschlusskriterien greifen, nicht mehr der Standortsicherung zu unterwerfen (vgl. Stellungnahme des Bundesrates zum Gesetzentwurf zur Beschleunigung von Geothermieranlagen, Wärmepumpen und Wärmespeichern – GeoWG s.o.). Die hierfür vorgeschlagene Streichung von § 21 Absatz 1 Satz 2 StandAG würde wahrscheinlich kurz- und mittelfristig auch die Gebietskulisse für Wasserstoffspeicher wesentlich erweitern. Zu den Sicherungsvorschriften im StandAG hat die Entsorgungskommission Ende Januar 2025 eine Stellungnahme vorgelegt, deren Inhalt gegebenenfalls in die Überlegungen einbezogen werden wird.

5. Europäische, grenzüberschreitende Aspekte der Wasserstoffspeicherung

Wasserstoff gilt als zentraler Baustein für die Erreichung der EU-Klimaziele, da er vielseitig einsetzbar ist und fossile Brennstoffe in vielen Sektoren ersetzen kann, in denen nicht oder nur begrenzt Strom aus erneuerbaren Energien genutzt werden kann. Mit Wasserstoff und seinen Derivaten können ansonsten nur schwer zu dekarbonisierende Bereiche wie die Industrie (z. B. Stahl- und Chemieproduktion), Teile des Schwerlastverkehrs sowie Luft- und Schifffahrt nachhaltiger gestaltet werden. Mit der „Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa“ hat die EU-Kommission 2020 erste Maßnahmen zum Ausbau von Produktion und Infrastruktur vorgestellt, einschließlich der Schaffung eines Binnenmarkts für grünen Wasserstoff und der Förderung von Forschungsprojekten.

Auch im Rahmen von RePowerEU, dem Plan der Europäischen Union zur Reduzierung der Abhängigkeit von russischen fossilen Brennstoffen und zur Beschleunigung der Energiewende, spielt Wasserstoff eine zentrale Rolle. RePowerEU setzt auf eine massive Steigerung der Produktion und Nutzung von grünem Wasserstoff. Bis 2030 sollen innerhalb der EU jährlich 10 Millionen Tonnen grüner Wasserstoff produziert und weitere 10 Millionen Tonnen importiert werden. RePowerEU betont die Notwendigkeit einer zukunftsorientierten Infrastruktur für Wasserstoff. Dazu zählen Pipelines, Speicher und Hafenanlagen für den Import, die Teil eines geplanten „Wasserstoff-Binnenmarkts“ der EU werden sollen.

Da Klimaneutralität, Dekarbonisierung und Energiewende gemeinsame europäische Ziele sind, ist eine enge Zusammenarbeit zwischen den EU-Mitgliedstaaten und eine koordinierte Infrastrukturplanung entscheidend. Deutschland, als eines der führenden Länder im Bereich der erneuerbaren

Energien und aufgrund seiner zentralen geografischen Lage, spielt eine wichtige Rolle bei der Entwicklung eines europäischen Wasserstoffnetzwerks. Eine gemeinsame Strategie für die Wasserstoffspeicherung in Europa bietet Chancen, die Energiesicherheit zu stärken, Synergieeffekte zu nutzen und die Flexibilität im gesamten europäischen Energiesystem zu erhöhen.

5.1 Bedeutung grenzüberschreitender Wasserstoffspeicherinfrastrukturen

Die Errichtung grenzüberschreitender Wasserstoffspeicherinfrastrukturen ermöglicht es, unterschiedliche Erzeugungspotenziale in Europa zu integrieren und den Zugang zu Wasserstoff auch in Verbrauchszentren zu sichern, die weniger erneuerbare Energiequellen zur Verfügung haben. Während einige Mitgliedstaaten über umfangreiche Offshore-Wind- und Sonnenenergiepotenziale verfügen und diese Energie zur Wasserstoffproduktion nutzen, sind andere Mitgliedstaaten, darunter Deutschland, auf ausreichende Wasserstoffimporte sowie einen sicheren Zugang zu Wasserstoffspeichern angewiesen, um saisonale Schwankungen und steigende Nachfragen zu decken.

Die grenzüberschreitende, gemeinsame Nutzung großer Wasserstoffspeicherkapazitäten ermöglicht, Schwankungen in der Erzeugung und Nachfrage regional auszugleichen. Dieses Vorgehen reduziert den europäischen Netzausbaubedarf sowie den individuellen Speicherbedarf. Es ermöglicht die effiziente Nutzung der jeweiligen geologischen Gegebenheiten und Produktionskapazitäten in Europa. Dies ist insbesondere in Anbetracht der saisonalen Unterschiede in der Energieerzeugung von Wind- und Solarenergie von Vorteil.

5.2 Aufbau eines europäischen Wasserstoff-Pipeline-Transportnetzes

Neben vertiefter Kooperation ist der schnelle Aufbau eines pipelinebasierten, transeuropäischen Wasserstoffnetzes entscheidend. Dieses soll die wichtigen Erzeugungs-, Import-, Speicher- und Verbrauchszentren für Wasserstoff innerhalb der EU verbinden und ermöglicht die Verteilung des in der EU produzierten Wasserstoffs sowie der Wasserstoffimporte aus Drittstaaten. Die Bundesregierung geht hier voran, indem sie ein Wasserstoff-Kernnetz als Grundgerüst für das transeuropäische Wasserstoffnetz schafft und dadurch Planungssicherheit für die beteiligten Akteure im In- und Ausland erhöht. Die funktionale Anbindung des transeuropäischen Wasserstoffnetzes an EU-Anrainerstaaten sowie EU-Häfen sicherzustellen ist zentrales Anliegen der Bundesregierung.

5.3 Regulatorische Harmonisierung und Marktintegration

Der Aufbau eines europaweiten Wasserstoffmarktes setzt eine einheitliche Regulierung und harmonisierte Marktmechanismen voraus. Eine solche Harmonisierung erleichtert nicht nur den grenzüberschreitenden Handel, sondern sorgt auch dafür, dass Speicher und Infrastruktur in den jeweiligen Ländern optimal genutzt werden können. Das EU-Gas- und Wasserstoff-Binnenmarkt-Paket bietet hierfür eine gute Grundlage. Die Festlegung eines regulierten Speicherzugangs für Wasserstoffspeicher in Europa stellt sicher, dass auch Drittanbieter auf die Wasserstoffspeicherinfrastrukturen zugreifen können, was den Wettbewerb stärkt und die Marktpreise für Wasserstoff stabilisiert.

5.4 Sicherheitsaspekte und strategische Resilienz

Die geografische Verteilung der Wasserstoffspeicher innerhalb Europas erhöht nicht nur die Flexibilität des Energiesystems, sondern stärkt auch dessen Resilienz gegenüber möglichen Störungen oder Engpässen. Ein grenzüberschreitendes Netzwerk von Speichern reduziert die Abhängigkeit von einzelnen Speicherstandorten und erleichtert den Ausgleich von Engpässen oder Ausfällen. Strategische Reservekapazitäten könnten gemeinsam genutzt werden, um auf unerwartete Nachfragespitzen oder Produktionsausfälle flexibel reagieren zu können.

5.5 Wirtschaftliche Vorteile der europäischen Wasserstoffspeicherung

Die gemeinsame Nutzung von Wasserstoffspeichern und Pipeline-Transportnetzen in Europa bietet erhebliche wirtschaftliche Vorteile. Die gemeinsame Nutzung der Wasserstoffspeicher reduziert den Netzausbaubedarf und erleichtert insbesondere in der Aufbauphase die Etablierung einer stabilen Wasserstoffinfrastruktur.

Durch die Entwicklung eines gemeinsamen Marktes und die bessere Verfügbarkeit von Wasserstoff werden nicht nur die Preise für Endverbraucher gesenkt, sondern es entstehen auch neue Arbeitsplätze in den Bereichen Bau, Betrieb und Wartung der Wasserstoffinfrastruktur. Zudem stärken diese wirtschaftlichen Effekte die Wettbewerbsfähigkeit Europas auf dem globalen Wasserstoffmarkt und schaffen für Europa einen Standortvorteil gegenüber anderen Regionen, die noch nicht über ähnliche Speicher- und Infrastrukturkapazitäten verfügen.

6. Regionale Bedeutung der Wasserstoffspeicherung

Aufgrund regionaler Unterschiede in der Infrastruktur, den industriellen Bedarfen und den geologischen Gegebenheiten werden die verschiedenen Regionen Deutschlands unterschiedliche Rollen beim Wasserstoffspeicherausbau einnehmen. Während einige Länder über natürliche Lagerstätten und eine hohe Kapazität zur Speicherung von Wasserstoff verfügen, sind andere auf Transportinfrastrukturen angewiesen, um ihren Bedarf zu decken. Nachfolgend sollen die spezifischen Charakteristika und Bedürfnisse der jeweiligen Länder gewürdigt werden. Nur wenn diese berücksichtigt werden, kann eine effiziente Wasserstoffinfrastruktur realisiert werden, die sowohl die wirtschaftliche Entwicklung als auch die Erreichung der Klimaziele erleichtert.

6.1 Norddeutschland – Zentrum der Wasserstoffproduktion und -speicherung

Norddeutschland wird eine zentrale Rolle in der Wasserstoffspeicherung in Deutschland spielen. Die Region verfügt über umfangreiche Kapazitäten zur Erzeugung erneuerbarer Energien, insbesondere aus Windkraft, und bietet ideale geologische Voraussetzungen für die Errichtung von Salzkavernen.

Norddeutschland wird als Schlüsselregion für Produktion, Import und Speicherung von grünem Wasserstoff dienen. Durch die Speicherung in Salzkavernen kann überschüssige Windenergie in Form von Wasserstoff zwischengespeichert und saisonal verfügbar gemacht werden. Diese gespeicherten Mengen sind insbesondere in den verbrauchsintensiven Wintermonaten oder während Dunkelflauten von Bedeutung, wenn die Solar- und/oder die Windstromproduktion zurückgeht.

Der Ausbau der Wasserstoffspeicher in Norddeutschland ermöglicht zudem die Pufferung und damit die Verstetigung von Wasserstoffimporten.

Darüber hinaus wird in Norddeutschland eine enge Vernetzung zwischen Erzeugern, Speichern und der Industrie angestrebt. Die Nähe zu Offshore-Windparks und geplanten Elektrolyseanlagen unterstützt eine effiziente Wasserstoffproduktion und -speicherung und ermöglicht die Schaffung einer vollständigen regionalen Wasserstoffwertschöpfungskette.

6.2 Mitteldeutschland – Innovationszentrum und Pilotregion für Wasserstoffspeicher

Mitteldeutschland hat eine lange industrielle Tradition und bietet zahlreiche industrielle Anwendungen für Wasserstoff. Die Region ist Standort zahlreicher Chemieparks und energieintensiver Industrien, die auf emissionsarme Wasserstofflösungen angewiesen sind, um die Klimaziele zu erreichen. Der Aufbau von Wasserstoffspeichern in dieser Region kann die Versorgungssicherheit für die Industrie verbessern und die regionale Wirtschaft stärken.

In Mitteldeutschland sind zudem verschiedene Pilotprojekte und Forschungsinitiativen im Bereich Wasserstoffspeicherung angesiedelt, die technologische Fortschritte und innovative Lösungen fördern. Die Region profitiert von umfangreichen Forschungsk Kooperationen zwischen Hochschulen, Forschungsinstituten und der Industrie. Durch die Entwicklung und Erprobung neuer Speichertechnologien, wie etwa Porenspeicher, kann Mitteldeutschland seine Position als Innovationsstandort weiter ausbauen und eine Vorreiterrolle in der Wasserstoffspeicherung übernehmen.

Die Ansiedlung von Pilotprojekten und Innovationszentren unterstützt zudem die Qualifizierung und Umschulung von Fachkräften in der Region. Durch gezielte Bildungs- und Qualifizierungsangebote kann die lokale Arbeitskraft auf die Anforderungen der Wasserstoffwirtschaft vorbereitet werden, was die Beschäftigung und die Wertschöpfung vor Ort erhöht.

6.3 Süddeutschland – Versorgungsregion und industrielle Nachfrageschwerpunkte

Süddeutschland ist ein bedeutender Industrie- und Produktionsstandort, der in der Zukunft eine erhebliche Nachfrage nach grünem Wasserstoff haben wird. In dieser Region ist nicht zuletzt die Chemiebranche angesiedelt, die durch die Umstellung auf emissionsarme Wasserstofftechnologien ihre CO₂-Emissionen reduzieren und ihre Wettbewerbsfähigkeit stärken kann.

Süddeutschland verfügt über große Porenspeicherungspotenziale, die in Bezug auf eine künftige Wasserstoffnutzung jedoch noch weiter erforscht werden müssen, was zunächst eine starke Abhängigkeit von Transportinfrastrukturen und Wasserstofflieferungen aus dem Norden und dem europäischen Ausland zur Folge hat. Die Entwicklung eines umfassenden Wasserstoff-Pipeline-Transportnetzes ist daher für die süddeutschen Bundesländer von zentraler Bedeutung, um den Wasserstoffbedarf der regionalen Industrie zu decken und eine stabile Versorgung sicherzustellen.

Um kurzfristige Schwankungen auszugleichen und eine Grundversorgung sicherzustellen, gibt es in Süddeutschland insb. Bedarf für kurzfristige Speicherslösungen wie Druckspeicher. In Kombination

mit dem Aufbau eines leistungsfähigen Pipeline-Transportnetzes können die industriellen Zentren zuverlässig mit Wasserstoff versorgt werden. Durch die Entwicklung eines grenzüberschreitenden Wasserstoffnetzwerks, das die süddeutschen Bundesländer mit europäischen Wasserstoffproduzenten verbindet, wird eine kontinuierliche Wasserstoffversorgung sichergestellt.

6.4 Westdeutschland – Schlüsselstandort für industrielle Nutzung und Logistik

Westdeutschland ist eine zentrale Region für die industrielle Nutzung von Wasserstoff. Die Region weist eine hohe Dichte energieintensiver Industrien auf, darunter die Stahlindustrie und die Chemiebranche, die beide eine zentrale Rolle in der Dekarbonisierung spielen. Die Umstellung dieser Industrien auf Wasserstoff erfordert eine gesicherte und dauerhafte Wasserstoffversorgung, was den Aufbau regionaler Speicher sowie die Anbindung an überregionale und europäische Speicher erfordert.

Aufgrund seiner geografischen Lage und der Nähe zu den Benelux-Staaten, die in der Wasserstoffproduktion und -verteilung eine wichtige Rolle spielen, ist Westdeutschland zudem ein strategisch wichtiger Knotenpunkt für den grenzüberschreitenden Wasserstofftransport. Pilotprojekte zur Umstellung ehemaliger Erdgaslager auf Wasserstoffspeicher könnten die Abhängigkeit von zentralisierten Speichern im Norden reduzieren und gleichzeitig die Nachfrage vor Ort bedienen. Dadurch wird die Region eine Schlüsselrolle in der Logistik und Verteilung des Wasserstoffs innerhalb Deutschlands und im europäischen Verbund einnehmen.

6.5 Bedeutung der Wasserstoffspeicherung für ländliche Regionen und neue Wirtschaftsimpulse

Die Wasserstoffspeicherung bietet auch Chancen für ländliche Regionen in verschiedenen Bundesländern, die aufgrund geologischer Gegebenheiten über Potenziale zur Wasserstoffspeicherung verfügen oder durch Elektrolyseanlagen und Pipelinenetze in die nationale Wasserstoffversorgung eingebunden werden können. Diese Regionen können von neuen Investitionen und Projekten profitieren, die Arbeitsplätze schaffen und zur regionalen Wertschöpfung beitragen.

Insbesondere ländliche Gebiete mit Windenergieanlagen können die Wasserstoffproduktion zur Stabilisierung der Stromnetze nutzen und durch die Nähe zu Speicherkapazitäten wie Salzkavernen eine eigenständige regionale Wasserstoffwirtschaft aufbauen. In Regionen mit Potenzial für geologische Speicher werden entsprechende Investitionen und Infrastrukturprojekte neue wirtschaftliche Impulse schaffen, die die ländlichen Regionen stärken und die regionale Entwicklung fördern.

7. Infrastrukturentwicklung

Der Aufbau einer umfassenden Infrastruktur für die Wasserstoffspeicherung und -verteilung ist ein zentraler Baustein für die erfolgreiche Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie in Deutschland. Eine gut entwickelte Infrastruktur ist essenziell, um Wasserstoff effizient zu produzieren, zu speichern, zu transportieren und zu nutzen. Die Infrastrukturentwicklung umfasst den Ausbau von Speicheranlagen, die Errichtung von Pipelines und die Schaffung von Verteilersystemen, die Industrie und Mobilität versorgen. Durch die Verknüpfung von Produktions- und Verbrauchszentren wird eine stabile Wasserstoffversorgung sichergestellt, die sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Flexibilität des Energiesystems unterstützt.

7.1 Entwicklung eines nationalen Wasserstoff-Transportnetzes

Ein leistungsfähiges Pipeline-Transportnetz ist essenziell, um Wasserstoff sicher und effizient zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren zu bewegen. Das Wasserstoff-Kernnetz bildet das Grundgerüst, um wesentliche Wasserstoff-Standorte, beispielsweise große Industriezentren, Kraftwerke, Importkorridore und Speicher anzubinden. Im Sinne eines schnellen, ressourcenschonenden und kosteneffizienten Aufbaus werden zu einem großen Teil bestehende Erdgasleitungen umgewidmet. Das von der Bundesnetzagentur im Oktober 2024 genehmigte Wasserstoff-Kernnetz sieht Maßnahmen mit einer Leitungslänge von 9.040 Kilometern vor, die zu rund 60 % auf Umstellungen bestehender Erdgasleitungen basieren (siehe [Abbildung 7](#)). Die zu erwartenden Investitionskosten betragen 18,9 Milliarden Euro. Alle Bundesländer werden durch das Kernnetz angebunden. Die Leitungen sollen schrittweise bis zum Zieljahr 2032 in Betrieb gehen – erste Leitungen bereits in

diesem Jahr. Die Einspeise- bzw. Ausspeiseleistungen des Kernnetzes sollen im Zieljahr 2032 rund 100 GW_{th} bzw. 87 GW_{th} betragen. Wie bei Erdgas und Strom sollen die Wasserstoff-Transportleitungen des Kernnetzes grundsätzlich vollständig privatwirtschaftlich gebaut, betrieben und durch Entgelte der Nutzer bezahlt werden. Da es aber zunächst relativ wenige Abnehmer geben wird, können die anfänglich hohen Investitionskosten nicht voll auf die Nutzer umgelegt werden. Die Netzentgelte werden daher gedeckelt. Die auflaufenden Mindereinnahmen der ersten Phase werden durch spätere Mehreinnahmen ausgeglichen, wenn mehr Wasserstoffabnehmer an das Netz angeschlossen sind. Die Zwischenfinanzierung erfolgt über ein sogenanntes Amortisationskonto, das der Staat gegen unvorhersehbare Entwicklungen subsidiär absichert.

Das Kernnetz wird im Rahmen des integrierten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff turnusmäßig szenario- und bedarfsorientiert weiterentwickelt, um ein leistungsfähiges Transportnetz aufzubauen. Die Netzentwicklungsplanung gibt dem System die notwendige Flexibilität, um planerisch auf geänderte Nachfragesituationen reagieren und das Kernnetz kosteneffizient weiterentwickeln zu können. Die Koordinierungsstelle KO-NEP hat dazu einen Entwurf des Szenariorahmens vorgelegt, in dem künftig erwartete Wasserstoffmengen auf der Angebots- und Nachfrageseite, darunter auch Wasserstoffspeichervolumina – basierend auf der Marktabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber und der Langfristszenarien des BMWK –, angemessen Berücksichtigung finden. Wie im EnWG vorgesehen wird die Koordinierungsstelle KO-NEP auf Basis des von der Bundesnetzagentur zu genehmigenden Szenariorahmens einen integrierten Netzentwicklungsplan vorlegen, der dann bis Juni 2026 von der Bundesnetzagentur erstmalig bestätigt werden soll.

Abbildung 7: Wasserstoffkernnetz 2032



*gem. Genehmigung vom 22.10.2024

Quelle: FNB Gas (2025).

Damit Deutschland gemäß der Wasserstoffimportstrategie einen Großteil seines Wasserstoffbedarfs über Importe decken kann, wird das Kernnetz über Pipeline-Grenzübergangspunkte eng in die künftige europäische Wasserstoff-Transportinfrastruktur eingebettet. Dies geschieht im Einklang mit der European Hydrogen Backbone-Initiative. Diese Infrastruktur wird als zentraler Verteilerknoten für Wasserstofftransporte innerhalb Europas fungieren und die Versorgungssicherheit für Wasserstoffzentren gewährleisten.

7.2 Hafeninfrastuktur und Importmöglichkeiten

Deutschland wird langfristig auf Importe von Wasserstoff angewiesen sein, um den wachsenden Bedarf zu decken, da die inländische Wasserstoffproduktion aufgrund geografischer und wirtschaftlicher Gegebenheiten begrenzt ist. Entsprechend wird auch die Entwicklung von Häfen zu nachhaltigen Knotenpunkten für die Energiewende in der am 20. März 2024 beschlossenen Nationalen Hafenstrategie ausdrücklich als Ziel benannt. Häfen wie u. a. Hamburg, Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Rostock und Rotterdam (Niederlande) werden als zentrale Standorte für schiffsbasierte Importe von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern (z. B. Ammoniak und Methanol) dienen. Geeignete Häfen sollen mit Terminals für Wasserstoff beziehungsweise Wasserstoff-Derivate und bei Bedarf mit Anlagen für die kurzfristige Wasserstoffspeicherung und Derivateverarbeitung ausgerüstet werden, um den Wasserstoff effizient anliefern und weiterverteilen zu können.

Die Wasserstoffimporte werden vor allem aus dem Nord- und Ostseeraum sowie aus Nordafrika und dem Nahen Osten erwartet, die aufgrund der geografischen Lage günstige Bedingungen für die Produktion von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten haben. Die Hafeninfrastuktur sollte daher so ausgelegt werden, dass Wasserstoff in verflüssigter Form (oder als Ammoniak) sicher und kosteneffizient importiert, zwischengespeichert und über das Pipeline-Transportnetz weitertransportiert werden kann. Neben der physischen Infrastruktur ist in den Häfen eine logistische Kette zu etablieren, die den Wasserstofftransport zu den Verbrauchszentren im Inland gewährleistet. Dabei wird genau geprüft werden, wie hoch der Bedarf an Infrastrukturen zur Anlandung von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten ist, um die Ziele der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) und der Wasserstoffimportstrategie zu erreichen und um ausreichend Importe zur Befriedigung der Wasserstoffnachfrage in Deutschland zu gewährleisten. Zur Vorbereitung der notwendigen Koordinierung zum Aus-/Aufbau der Hafeninfrastuktur zwischen dem Bund, den Ländern und den Hafenbetreibern haben BMWK und BMDV die dena mit der Studie „Energiehäfen der Zukunft“ beauftragt. Die Studie ist nahezu abgeschlossen und liefert eine Bestands- und Bedarfsanalyse als Basis für notwendige Investitionen in die deutschen Seehäfen. Die Studienergebnisse können daher bei der Planung des notwendigen Ausbaus der Hafen- und Hinterlandinfrastruktur miteinbezogen werden.

7.3 Digitalisierung und intelligente Steuerung der Wasserstoffinfrastruktur

Eine umfassende Digitalisierung der Wasserstoffinfrastruktur ist notwendig, um das Zusammenspiel von Erzeugung, Speicherung, Transport und Verbrauch effizient zu steuern. Durch den Einsatz digitaler Technologien und intelligenter Steuerungssysteme können Daten in Echtzeit erfasst und ausgewertet werden, um die Wasserstoffflüsse im System zu optimieren. Smart Grids und digitale Netzleittechnik ermöglichen es, die Verfügbarkeit von Wasserstoff bedarfsgerecht anzupassen und Überkapazitäten in den Speichern zu minimieren.

Digitale Monitoring- und Steuerungssysteme sind auch für die Sicherheit der Wasserstoffinfrastruktur von zentraler Bedeutung, da sie den Zustand der Speicher und Pipelines kontinuierlich überwachen und frühzeitig auf Störungen oder potenzielle Leckagen reagieren können. Diese digitale Steuerung erhöht die Effizienz und Zuverlässigkeit der Wasserstoffversorgung und reduziert Betriebskosten. Die Infrastrukturentwicklung wird daher die Implementierung moderner digitaler Technologien und die kontinuierliche Datenintegration vorantreiben.

8. Leitbild für den Wasserstoffspeichermarkt

Der Markt für Wasserstoffspeicher befindet sich aktuell noch in der frühen Hochlaufphase. Grundsätzlich kann er sich wettbewerblich entwickeln: eine Vielzahl von Technologien kann genutzt werden und geologische Kapazitäten sind nicht beschränkt. Nichtsdestotrotz kann es vor allem in der Hochlaufphase Markteintrittsbarrieren geben, die zu einer Monopolisierung des Marktes führen können. Daher soll nachfolgend ein Leitbild für den zukünftigen Wasserstoffspeichermarkt skizziert und kritische Faktoren sollen identifiziert werden, die diesem Leitbild entgegenwirken.

8.1 Wettbewerblicher Markt und seine Vorteile

Dezentralität, Standortvielfalt und technologische Diversität sind zentrale Faktoren, welche Marktbarrieren reduzieren und die Entwicklung eines wettbewerblichen Marktes ermöglichen. Grundsätzlich erfüllt die Speicherung von Wasserstoff diese Voraussetzungen. Die parallele, dezentrale Entwicklung und Nutzung unterschiedlicher Speichertechnologien an unterschiedlichen Standorten schafft Anreize für Innovationen und begünstigt den Markteintritt unterschiedlicher Akteure, insbesondere in regionalen Wasserstoff-Hubs und industriellen Anwendungen, wodurch ein dynamischer Wettbewerb gefördert wird.

Obwohl untertägige Speicher große Volumen haben und hohe Investitionskosten mit sich bringen, sind die Kostenstrukturen nicht subadditiv: kleinere Speicher können ebenso wirtschaftlich betrieben werden wie größere Speicher, da Skaleneffekte bei Speichern sehr geringfügig ausfallen. Auch Netzwerkeffekte sind nicht ausschlaggebend: Die Kosten für einzelne Speicherlösungen, wie Salzkavernen oder Drucktanks, bleiben weitgehend

unabhängig von Gesamtnachfrage und -angebot, da es sich bei der Entwicklung einzelner Speicherstandorte grundsätzlich um isolierte Projekte handelt. Diese Eigenschaften fördern eine fragmentierte Marktstruktur mit mehreren Anbietern und tragen zur Entwicklung eines wettbewerblichen Marktes bei.

Dies steht im fundamentalen Gegensatz zum Wasserstoffkernnetz, das wegen der hier zu realisierenden Skaleneffekte ein natürliches Monopol bildet und gänzlich andere regulatorische Herausforderungen und Fragen mit sich bringt.

Ein wettbewerblich organisierter Speichermarkt bietet entscheidende wirtschaftliche und technologische Vorteile gegenüber stark regulierten Märkten: die Effizienz des Energiesystems steigt und Marktteilnehmer sind angeregt, innovative Lösungen zu entwickeln. Wettbewerb senkt langfristig die Kosten, da Anbieter bestrebt sind, durch Optimierung ihrer Speichertechnologien und -prozesse Kostenvorteile zu erzielen. Technologische Lernkurven führen zu einer Reduzierung der spezifischen Investitions- und Betriebskosten. So schätzt das EWI, dass bis 2050 eine Reduzierung um 10 bis 20% möglich ist. Dieser Kostendruck begünstigt nicht nur die wirtschaftlichsten Speicherlösungen, sondern eröffnet auch kleineren Unternehmen und neuen Marktteilnehmern die Möglichkeit, in den Markt einzutreten. Die Preisbildung in einem wettbewerblichen Markt spiegelt zudem die tatsächliche Nachfrage und die Knappheitsbewertung der Speicherleistung durch den Markt wider, wodurch Speicher effizienter eingesetzt und Fehlallokationen minimiert werden.

Darüber hinaus fördert ein wettbewerblicher Speichermarkt die technologische Diversität und Innovationskraft. Da verschiedene Anbieter mit-

einander konkurrieren, besteht ein starker Anreiz, sowohl bestehende Speichertechnologien wie Salzkavernen oder Drucktanks zu verbessern als auch neue Ansätze wie chemische Speicher oder hybride Systeme zu entwickeln. Die durch den Markt resultierende technologische Diversität erhöht zudem die Resilienz des Gesamtsystems, da die Dezentralität und Vielfalt der Speicheranbieter die Abhängigkeit von einzelnen Akteuren oder Technologien verringert. Dies ist besonders wichtig, um saisonale Schwankungen, Extremwetterereignisse oder unerwartete Veränderungen in der Nachfrage effektiv ausgleichen zu können.

8.2 Wettbewerb und notwendige Regulierung

Das Spannungsfeld zwischen Wettbewerb und Regulierung wird im Rahmen der Umsetzung des Artikels 37 der RL 2024/1788 zur Regulierung des Zugangs zu Wasserstoffspeichern eröffnet. Es stellt sich die Frage, wie weit die Regulierung in die Entwicklung eines wettbewerblichen Speichermarkts eingreifen soll. Dabei haben die europäischen Gesetzgeber im Erwägungsgrund 85 der RL 2024/1788 bei der Begründung der Zugangsregulierung den Wettbewerbsgedanken in den Mittelpunkt gestellt. Es geht hier, anders als im Netzbereich, nicht um die Regulierung eines natürlichen Monopols, sondern darum, „gleiche Wettbewerbsbedingungen für die Marktteilnehmer zu gewährleisten“.

Entsprechend hat die Bundesnetzagentur als zuständige Regulierungsbehörde im Rahmen einer ersten Marktkonsultation einen möglichst wettbewerblichen Ansatz zur Zugangs- und Entgeltregulierung vorgestellt. Dieser sieht vor, dass die

Bundesnetzagentur lediglich die Methoden zur Entgeltbestimmung, also zur Preisfindung, festlegt, jedoch keine Entgeltregulierung im engeren Sinne einführt. Ein solch umfassendes und enges Regime, wie es beispielsweise zur Regulierung der Netzentgelte praktiziert wird, würde den Wettbewerb erheblich einschränken und zudem unnötige bürokratische Barrieren aufbauen.

Eine umfangreiche und engmaschige Entgeltregulierung in Analogie zur Netzregulierung würde die Vorteile des wettbewerblichen Markts (effiziente Preisfindung, Innovation, Kostendruck, effiziente Ansiedlung etc.) gefährden. Dennoch wurde von einzelnen Marktteilnehmern eine entsprechend strenge Regulierung gefordert. Diese Marktteilnehmer hatten jedoch insb. die Absicherung kosten-deckender Erlöse durch eine aus dem Netzbereich entlehnte Erlösobergrenzenregulierung vor Augen. Neben den zuvor genannten grundsätzlichen Nachteilen der Regulierung ist zu berücksichtigen, dass selbst die Erlösobergrenzenregulierung das inhärente Mengenrisiko der frühen Marktphase (vgl. [Abschnitt 9](#)) nicht reduzieren kann. Die Gefahr prohibitiv hoher staatlich regulierter Entgelte aufgrund geringer Nachfrage würde trotz umfangreicher Regulierung Instrumente zur Förderung oder intertemporalen Kostenverteilung notwendig machen.

Das BMWK strebt eine möglichst frühe Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets an, um zügig Klarheit bzgl. des anzuwendenden Regulierungsregimes zu schaffen (vgl. [Abschnitt 4](#) und [9](#)). Die Entscheidung über die konkrete Ausgestaltung der Zugangsregulierung bleibt der Bundesnetzagentur in Ausübung ihrer Eigenschaft als unabhängige Regulierungsbehörde überlassen.

9. Herausforderungen des Markthochlaufs, Finanzierungslücke und mögliche Förderinstrumente

Während der Markt für Wasserstoffspeicherung prinzipiell die Voraussetzungen für einen wettbewerblichen Markt erfüllt, ist vor allem seine Hochlaufphase durch hohe Risiken für potenzielle Investoren gekennzeichnet. Dies gilt nicht nur für die Entscheidung, neue Speicher zu errichten (Greenfield), sondern auch für die Entscheidung, bestehende Erdgasspeicher umzurüsten. Markteintritte könnten verhindert werden und dadurch entweder der Hochlauf verzögert oder oligopolistische Strukturen begünstigt und langfristig zementiert werden. Dies kann letztlich zu einer Unterdeckung des erwarteten Speicherbedarfs und ineffizient hohen Preisen für die Speicherleistung führen. In letzter Konsequenz kann dies den Wasserstoffhochlauf insgesamt verzögern.

Zwar sind Investitionsrisiken typisch für neue Märkte, bei Wasserstoffspeichern gehen jedoch mit den Risiken zugleich sehr hohe Investitionskosten und lange Realisierungszeiträume einher. Unter der Annahme einer Neubauquote von 50% für Kavernen bestimmt das EWI einen Gesamtinvestitionsbedarf von 32,5 bis 54,2 Mrd. € bis 2050. Zu klären ist, inwiefern Fördermaßnahmen das Investitionskalkül interessierter Unternehmen in der Phase des Markthochlaufs positiv beeinflussen können.

9.1 Herausforderungen bei der Finanzierung von Wasserstoffspeichern

Potenzielle Investoren sehen sich mit einer Vielzahl von Risiken konfrontiert, wenn sie die Investition in einen Wasserstoffspeicher erwägen. Diese Risiken erhöhen die Unsicherheit über die zu

erwartende Rentabilität und führen zu einer verzögerten Investitionsentscheidung oder sogar zu einer Entscheidung gegen den Markteintritt. Nachfolgend sollen die Risiken systematisch aufgearbeitet werden. Darauf aufbauend können Fördermaßnahmen dahingehend bewertet werden, ob sie die Risiken und Hürden eines Markteintritts sinnvoll adressieren und einen Mehrwert in der Hochlaufphase schaffen.

Mengen- und Preisrisiken

Betreiber stehen vor Unsicherheiten bezüglich des Speicherbedarfs, der stark von der Entwicklung der Wasserstoffmärkte abhängt. Die Prognosen für zukünftige Nachfrage- und Angebotsprofile sind aufgrund der frühen Marktphase schwierig und weisen hohe Abweichungen auf (vgl. [Abschnitt 3](#)). Langfristige, standortspezifische Nachfrageprognosen sind besonders schwierig zu erstellen, was die Planung und Investition zusätzlich erschwert. Allerdings ist nicht davon auszugehen, dass Speicherbetreiber allein auf der Grundlage allgemeiner (mehr oder weniger verlässlicher) Speicherbedarfsprognosen ihre Investitionsentscheidungen treffen. Vielmehr benötigen sie sehr konkrete Buchungszusagen zukünftiger Kunden, um die Rentabilität konkreter Projekte bewerten zu können. Da die individuelle Nachfrage zum jetzigen Zeitpunkt noch sehr fragil ist, muss sie gestärkt werden, um möglichst genau definierte Speicherbedarfe ermitteln zu können.

Eng verknüpft mit den Risiken über zukünftig nachgefragte Mengen ist das Risiko über die erzielten Speicherpreise. Unklarheiten bezüglich der zukünftigen Preisentwicklung und des Regulierungsrahmens erschweren die Kalkulation der

Einnahmen. Verzögerungen bei der Umsetzung der EU-Vorgaben zur Entgeltermittlung und mögliche Übergangsregelungen schaffen Unsicherheiten. Daher muss der Regulierungsrahmen früh festgelegt werden. Unabhängig von der Regulierung kommt hinzu, dass potenzielle Speichernutzer ihre Zahlungsbereitschaft noch nicht abschätzen können, da sich auch ihre eigenen Absatzmärkte noch entwickeln müssen. Die Unsicherheit am Ende der Wertschöpfungskette überträgt sich dadurch auch auf die Speicherbetreiber.

Ein wesentlicher Grund für erhöhte Nachfrageunsicherheit und die damit verbundenen Risiken ist die sog. Fristen-Diskrepanz. Sie beschreibt den zeitlichen Versatz zwischen Marktsignalen der Wasserstoff(-speicher-)nachfrage und der Inbetriebnahme eines Speichers. Aufgrund der langen Realisierungszeiten bei Um- bzw. Neubau von Kavernenspeichern (bis zu sechs bzw. zwölf Jahre) kann der Eindruck entstehen, dass bereits weit im Voraus Kapazitäten vermarktet oder Buchungszusagen bestätigt werden müssten. Tatsächlich werden die ausschlaggebenden Investitionsentscheidungen der Speicherbetreiber jedoch erst nach der abgeschlossenen Planungs- und Genehmigungsphase getroffen, sodass in vielen Fällen zwischen dem Zeitpunkt, zu dem vertragliche Zusagen getätigt werden, und der Inbetriebnahme drei Jahre und weniger liegen können. Dadurch wird das Nachfragerisiko relativiert.

Unsichere Investitions- und Betriebskosten

Nicht nur die Nachfrageseite ist für die potenziellen Anbieter mit Unsicherheit behaftet. Auch die Kostenseite lässt sich nur schwer beziffern. Schätzungen schwanken, da sie auf die wenigen Erfahrungen mit ersten Wasserstoffspeichern oder auf den Erdgasspeichermarkt zurückgreifen müs-

sen. Werden neben den Anschaffungskosten noch Betriebs-, Instandhaltungs- und Finanzierungskosten sowie Abschreibungen berücksichtigt, sollen gemäß INES (2023) jährliche Vollkosten in Höhe von ca. 103 € je MWh eingespeicherten Wasserstoffs entstehen. Die dena (2024) setzt doppelt so hohe Kosten an.

Grundsätzlich sollten die Kosten während der Hochlaufphase durch den zu erwartenden technischen Fortschritt sinken. Das EWI geht davon, dass die Lernrate bis 2050 etwa 10% betragen kann. Für potenzielle Investoren stellt sich daher die Frage, ob sie diesen Fortschritt abwarten und gegebenenfalls in einen etablierten Markt eintreten wollen oder möglichst zeitig in den Markt eintreten, um früh technologische Erfahrung zu sammeln und den Markt und seine Struktur mitzugestalten (First-Mover-Advantage).

Auch der Speicherstandort kann maßgeblichen Einfluss auf die Kosten haben. Die Möglichkeiten der Ableitung der Sole ist aus Gründen des Umweltschutzes stark begrenzt. Standorte mit kurzen Transportwegen zu möglichen Abnehmern der Sole haben hier einen Kostenvorteil. Möglich ist auch die Ansiedlung potenzieller Sole-Abnehmer in unmittelbarer Nähe zu geplanten Speicherstandorten. Auch die Kosten für die Erstbefüllung mit Kissengas (25 bis 30% des Speichervolumens) sind durch die hohe Volatilität der Wasserstoffpreise in der Markthochlaufphase schwer kalkulierbar.

Neben hohen Anfangsinvestitionen bestehen Unsicherheiten hinsichtlich der Betriebskosten, insbesondere bei der langfristigen Sicherstellung technischer Standards (siehe Exkurs) und der Nutzung innovativer Technologien. Gleichzeitig wird erwartet, dass Wasserstoffspeicher eine höhere Zyklenzahl als Erdgasspeicher aufweisen werden, was sehr

positiv auf die Rentabilität wirken wird. Salzkavernen haben niedrigere Energieverluste und können

theoretisch bis zu sechs Speicherzyklen pro Jahr erreichen.

Exkurs: Technische Standards und Sicherheitsvorschriften

Die Wasserstoffqualität im Netz und in Speichern ist ein zentrales Kriterium, das noch final definiert werden muss. In aktuellen Verhandlungen in den Gremien des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) werden Reinheitsgrade von 98 % bis 99,97 % für die Ausspeicherung diskutiert. Um irreversible Schäden wie Korrosion an Anlagenkomponenten zu vermeiden, können maximal 2 % anderer Bestandteile im eingespeicherten Gas toleriert werden. Eine Wasserstoffreinheit von 98 % kann durch bestehende Aufbereitungstechnologien problemlos erreicht werden, während höhere Reinheitsgrade zusätzliche technische und wirtschaftliche Herausforderungen darstellen. Besonders für die Chemieindustrie und Brennstoffzellen sind Reinheiten von über 99,5 % bzw. 99,999 % notwendig.

Die Bereitstellung solcher Reinheiten ist häufig nur durch Elektrolyseanlagen ohne zusätzliche Aufbereitung möglich, während Wasserstoff aus Ammoniak-Aufspaltung oder Erdgasreformierung mit CCS eine umfassende Aufbereitung benötigt. Zudem können beim Transport im Netz sowie bei der Speicherung Verunreinigungen auftreten, die die Reinheit um mehr als 1 % mindern. Die Frage, an welcher Stelle in der Wertschöpfungskette die Aufbereitung aus technischer und wirtschaftlicher Perspektive optimal erfolgen sollte, ist Gegenstand weiterer noch nicht abgeschlossener Studien. Dies ist essenziell, um Transport, Speicherung und Endanwendungen effizient zu gestalten.

Eine weitere Herausforderung für Wasserstoffspeicher ist der Systembetriebsdruck, der den Verdichtungsaufwand und die Auslegung der Anlagen beeinflusst. Während das Transportnetz Drucke von 40 bis 70 bar aufweist, können Speicherdrucke bis zu 260 bar erreichen, was Anpassungen bei Ein- und Ausspeicherung erfordert. Die Unsicherheit über den zukünftigen Systemdruck im Transportnetz erschwert den Betreibern die Planung und Kostenkalkulation der Anlagentechnik. Zudem fehlt es an praktischen Erfahrungen mit Wasserstoffspeichertechnologien, und viele technische sowie sicherheitstechnische Standards, etwa für Druck, Anschlüsse und Messinstrumente, sind noch nicht definiert. Dies erhöht die Komplexität und das Risiko für Speicherbetreiber erheblich.

Aufbauend auf der erfolgreichen und etablierten Praxis im Erdgasbereich sollen diese Standards durch die Branche definiert werden. Es ist im deutschen Interesse, einheitliche technische Standards bereits zu Beginn europaweit festzulegen, um die Integration in das europäische Energiesystem zu vereinfachen und die einheitliche Handhabung und grenzüberschreitende Zusammenarbeit zu ermöglichen.

Grundsätzlich sind Projektentwicklungs- oder Betriebsrisiken aber nicht ungewöhnlich und werden von Speicherentwicklern und -betreibern durch eine sorgfältige Planung und Puffer adressiert. Technologische Risiken, wie die Funktionsfähigkeit und Leistungsfähigkeit der eingesetzten Technologien, werden von den Betreibern durch Auswahl geeigneter Technologien und Notfallpläne getragen. Projektentwicklungsrisiken, die etwa durch externe Akteure wie Zulieferer oder Dienstleister beeinflusst werden, können durch betriebswirtschaftliche Maßnahmen wie Budgetreserven oder zeitliche Puffer gemindert werden. Betriebs- und Inbetriebnahmerisiken, etwa durch fehlende Erfahrungswerte oder hohe Anforderungen an die Betriebsführung, können durch Planung und Schadensmanagement adressiert werden.

Risiken in der Planungs-, Genehmigungs- oder Bauphase

Sowohl der Neubau als auch die Umwidmung bestehender Erdgasspeicher zu Wasserstoffspeichern bergen spezifische Risiken, die eine verzögerte Inbetriebnahme nach sich ziehen können. Grundsätzlich erfordert der Neubau lange Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten (insgesamt sieben bis zwölf Jahre). Diese Zeiträume erhöhen die Kapitalbindung und machen Investitionen riskanter. Der Bau neuer Salzkavernen ist technisch etabliert. Während sich die reine Bauzeit von ca. fünf Jahren kaum verkürzen lässt, ist die genaue Dauer der Planungs- und Genehmigungsphase unsicher. Die Umwidmung von Erdgasspeichern ist schneller zu realisieren als der Neubau. Obwohl teilweise bestehende Genehmigungen weiter genutzt werden können, kann nach Einschätzung der dena (2024) der reine Planungs- und Genehmigungsprozess auch hier noch ca. drei Jahre einnehmen.

Darüber hinaus stellt der Mangel an spezialisierten Dienstleistern und technischen Ressourcen ein erhebliches Risiko für Verzögerungen dar. Nur wenige Unternehmen verfügen über die notwendigen Fachkenntnisse, was Wartezeiten und Kosten erhöhen kann. Gleichzeitig sind Speicher auf die rechtzeitige, parallele Entwicklung von Infrastruktur (z. B. Wasserstoffnetze) angewiesen. Verzögerungen in vorgelagerten Bereichen, wie dem Aufbau des Wasserstoffnetzes, können ebenfalls die Inbetriebnahme deutlich verzögern. Daher werden Speicherprojekte rechtzeitig in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt.

Unsicherheit in politischen oder rechtlichen Rahmenbedingungen

Politische und rechtliche Risiken liegen in der Einflussosphäre des Staates. Sie entstehen durch unerwartete oder überkomplexe Gesetzesänderungen und Regulierungsansätze oder disruptive Neuausrichtungen der Energiepolitik, die Kosten und Nutzung von Wasserstoffspeichern sowie die Zahlungsbereitschaft der Nutzer beeinflussen. Besonders nach Investitionsentscheidungen können solche Veränderungen die Rentabilität erheblich beeinträchtigen. Daher spielen politische Stabilität und ein verlässlicher, regulatorischer Rahmen für die Entwicklung des Wasserstoff- und des Speichermarktes eine zentrale Rolle.

9.2 Abschätzung der Finanzierungslücke

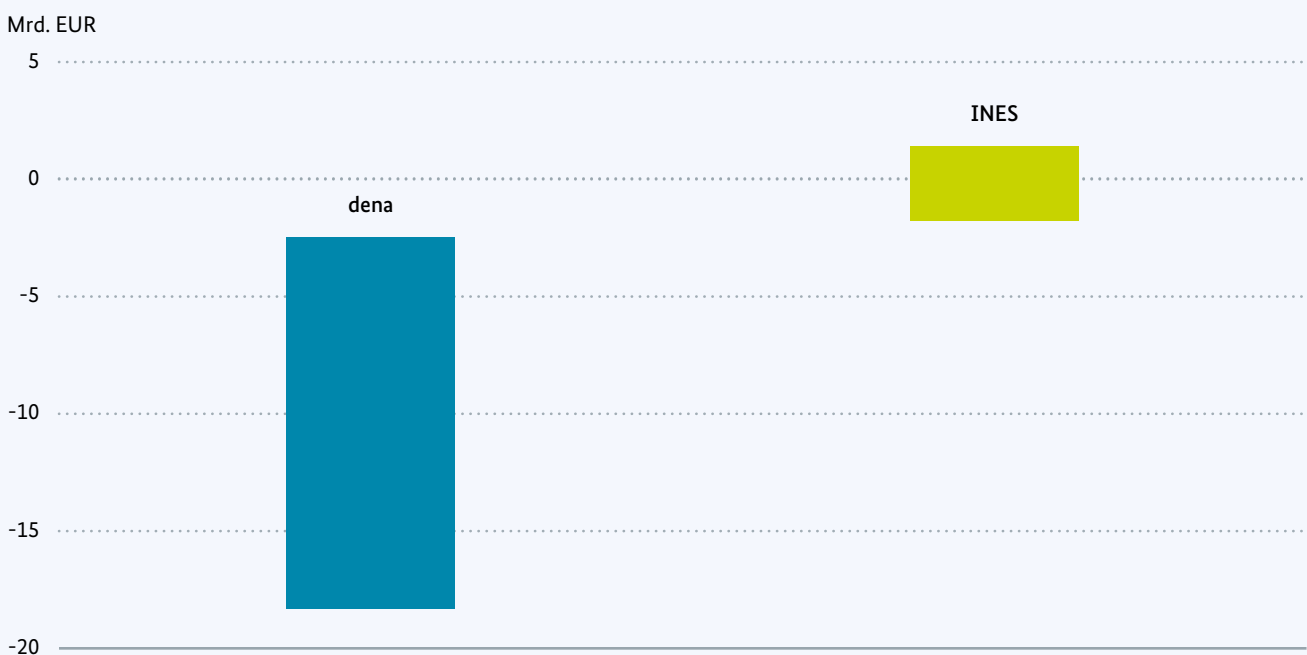
Die Unsicherheit über die Nachfrageseite (Mengen- und Preisrisiken) einerseits und die Unbekannten auf Kostenseite andererseits führen zu einer unsicheren Rentabilität der Investitionsentscheidung – insbesondere während der Hochlaufphase. Auf Basis der wenigen verfügbaren Daten und Erfah-

rungen haben die dena (2024) und INES (2025) den Versuch unternommen, die unsichere Rentabilität während der Hochlaufphase bis zum Jahr 2045 in eine potenzielle Finanzierungslücke zu übersetzen.

Nach Gegenüberstellung der Einnahmen aus der Speichervermarktung und den anfallenden Kosten schätzt die dena die kumulierte Finanzierungslücke bis zum Jahr 2045 auf 2,5 bis 18,3 Mrd. €. Neben vielen Einflussfaktoren wird vor allem die Rolle der Preise für die Speicherung deutlich. Die dena leitet die erzielten Einnahmen der Wasserstoffspeicherung vom derzeitigen Erdgasmarkt und seiner Speicher ab. Werden hohe, in der Vergangenheit am Erdgasmarkt erzielte Speicherpreise unterstellt, sinkt die Finanzierungslücke erheblich und vice versa.

Auf Grundlage einer individuellen Speicherbeurteilung und eines Bottom-up-Ansatzes aggregiert INES eine kumulierte Finanzierungslücke bis zum Jahr 2045 nahe null. Je nach Annahme hinsichtlich der erzielten Speicherpreise entsteht entweder eine kumulierte Finanzierungslücke von ca. 1,8 Mrd. € oder sogar ein Überschuss von ca. 1,4 Mrd. € bis zum Jahr 2045. Die prägnanten Unterschiede zur dena-Studie begründen sich vor allem darin, dass die dena vergleichsweise hohe Kosten (pauschale Verdoppelung der von INES angegebenen durchschnittlichen Kosten) sowie eine vergleichsweise geringe Auslastung (weniger Speicherzyklen als die Marktabfrage von INES ergeben hat) unterstellt.

Abbildung 8: Spannweiten der Finanzierungslücken bzw. -überschüsse (in Mrd. €)



Quelle: dena (2024), INES (2023), eigene Darstellung.

Die Analysen zeigen, dass der Aufbau der Wasserstoffspeicherinfrastruktur bedeutende Investitionen erfordert und neben der Speichertechnologie insb. die Zahlungsbereitschaft und die Zahl der Speicherzyklen die wirtschaftliche Realisierbarkeit von Wasserstoffspeichern maßgeblich beeinflussen. Schätzung zur tatsächlichen Rentabilität und der daraus resultierenden Finanzierungslücke weichen jedoch deutlich voneinander ab und sind stark von den getroffenen Annahmen abhängig.

9.3 Auswahl möglicher Förderinstrumente

Investitionsrisiken sind üblich und vor allem in der Hochlaufphase eines Marktes ausgeprägt. Aus diesen Risiken entstehen für Investoren Chancen auf hohe Renditen. Zu einer staatlichen Herausforderung können die Risiken vor allem dann werden, wenn sie ein marktübliches Niveau überschreiten und die daraus resultierende Investitionszurückhaltung gesamtwirtschaftliche Konsequenzen nach sich zieht. Hierin kann ein staatlicher Interventions- und Förderbedarf begründet sein. In Zusammenhang mit Wasserstoffspeichern besteht die Sorge, Verzögerungen könnten den Wasserstoffhochlauf insgesamt bremsen. Aus diesem Grund wird eine Vielzahl von Förderoptionen diskutiert, um Investitionshemmnisse in Wasserstoffspeicher zu reduzieren. Nachfolgend soll diese Diskussion wiedergegeben werden. Dazu werden zunächst Kriterien zusammengestellt, um einen Vergleich der Maßnahmen zu strukturieren.

9.3.1 Bewertungskriterien

Zur fundierten Bewertung der verschiedenen Instrumente zur Förderung bzw. Finanzierung des Hochlaufs von Wasserstoffspeichern dienen sechs zentrale Kriterien. Sie ermöglichen eine systemati-

sche und vergleichbare Analyse der unterschiedlichen Fördermodelle.

Effektivität

Das Kriterium der Effektivität misst die grundsätzliche Fähigkeit eines Instruments, den angestrebten Hochlauf von Wasserstoffspeichern erfolgreich anzureizen. Dabei ist entscheidend, inwieweit das Instrument gezielt Investitionsanreize schafft und die Risiken der Marktakteure so mindert, dass rechtzeitig Investitionsentscheidungen für Wasserstoffspeicher getroffen werden. Zudem wird bewertet, ob ökonomische Herausforderungen wie das Nachfragerisiko adäquat adressiert werden.

Förderkosteneffizienz

Ein effizientes Finanzierungsmodell sollte den Hochlauf von Wasserstoffspeichern mit möglichst geringen Kosten ermöglichen. Dabei ist zu bewerten, ob das Instrument Überförderung (Mitnahmeeffekte) oder übermäßige Gewinne für Betreiber vermeidet, Anreize für eine kosteneffiziente Betriebsweise setzt und einen späteren Übergang zu einem marktbasierten System ohne fortlaufende staatliche Unterstützung erleichtert.

Flexibilität

Da sich der Wasserstoffmarkt noch in einer frühen Entwicklungsphase befindet und sich das Marktumfeld dynamisch verändert, muss ein wirksames Finanzierungsmodell ausreichend flexibel sein. Dies bedeutet, dass es sich an verschiedene Entwicklungsphasen des Marktes anpassen kann und auf sich verändernde Rahmenbedingungen angemessen reagiert. Ein hohes Maß an Flexibilität trägt dazu bei, langfristige Fehlentwicklungen zu vermeiden und eine kontinuierliche Optimierung der Fördermechanismen zu ermöglichen.

Umsetzbarkeit

Die praktische Umsetzung eines Förderinstruments sollte möglichst einfach und transparent erfolgen. Ein hoher administrativer Aufwand oder eine komplexe Regulierung können die Einführung und Anwendung des Modells erschweren. Daher wird bewertet, wie hoch der administrative Aufwand für die Umsetzung ist, ob das Instrument mit dem aktuellen regulatorischen Rahmen kompatibel ist und wie es sich in das bestehende politische und gesellschaftliche Umfeld einfügt. Zudem wird geprüft, inwieweit das Finanzierungsmodell mit den Betreibermodellen für Wasserstoffspeicher kompatibel ist und unterschiedliche Nutzeranforderungen angemessen berücksichtigt.

Dezentralität und Wettbewerb

Ein weiteres wesentliches Kriterium ist die Frage, ob sich das Finanzierungsmodell in das Leitbild eines dezentralen und wettbewerblichen Marktes für Wasserstoffspeicher einfügt. Dezentrale Strukturen können die Widerstandsfähigkeit des Marktes erhöhen und die Innovationskraft stärken. Daher wird bewertet, inwiefern das Instrument eine breite Beteiligung verschiedener Marktakteure ermöglicht und in dezentrale Geschäftsmodelle integrierbar ist.

Bedarf staatlicher Mittel und Vereinbarkeit mit EU-Beihilferecht

Die Notwendigkeit staatlicher Mittel beeinflusst maßgeblich die politische Durchsetzbarkeit eines Finanzierungsmodells. Instrumente, die ohne direkte staatliche Finanzierung auskommen oder eine geringe öffentliche Unterstützung benötigen, haben häufig eine höhere Akzeptanz und sind einfacher umzusetzen. Zusätzlich ist entscheidend, ob

das Modell mit dem EU-Beihilferecht vereinbar ist, um rechtliche Hürden zu vermeiden.

9.3.2 Diskussion verschiedener Förderinstrumente

Die getroffenen Bewertungskriterien sollen nun auf eine Auswahl möglicher Förderinstrumente angewandt werden. Die Auswahl orientiert sich einerseits am öffentlichen Diskurs und andererseits an Maßnahmen, die vereinbar mit dem oben gezeichneten Leitbild eines wettbewerblich organisierten Wasserstoffspeichermarktes sind. Dies schließt nachfolgend nicht zuletzt staatliche Zielvorgaben, wie etwa die konkrete Festlegung vorzuhaltender Speicherkapazitäten, aus. Die damit einhergehende staatliche Ausbauplanung widerspricht dem skizzierten Leitbild des Wettbewerbsmarktes grundsätzlich. Zudem stellen sich hier viele Fragen, etwa inwiefern derartige Ziele und deren mögliche Verletzung eine strategische Investitionszurückhaltung nach sich ziehen können. Die Diskussion über eine strategische Wasserstoffreserve zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit muss hiervon aber abgrenzt werden. Sie sollte losgelöst von etwaigen Förderbedarfen geführt werden.

Erlösbasierte Differenzverträge

Erlösbasierte Contracts for Difference (CfDs) stellen eine verlässliche Einkommensquelle für Betreiber von Wasserstoffspeichern sicher. Der Staat garantiert dabei einen nutzungsunabhängigen, festen Minimalerlös, wodurch Preis- und Mengenrisiken vollständig ausgeglichen werden. Liegt der erwirtschaftete Erlös unter dem vereinbarten Mindesterlös, gleicht der Staat die Differenz aus. Sollte der erzielte Erlös hingegen höher sein als eine zuvor vereinbarte Schwelle, muss der Betreiber diese Mehrererlöse ganz oder anteilig an den Staat zurück-

zahlen. Durch anteilige Rückzahlungen wird der Betreiber angereizt, die Kosten zu senken und seinen Gewinn zu maximieren. Der Minimalerlös kann dabei über ein Ausschreibungs- oder Auktionsverfahren festgelegt werden. Bieter mit den niedrigsten Minimalerlösen würden für eine vorab definierte Speicherkapazität den Zuschlag erhalten.

Die dena (2024) und Frontier Economics (2024) attestieren diesem Modell hohe Effektivität, Effizienz und Flexibilität und empfehlen es, wie zuvor schon INES, als bevorzugtes Instrument zur Förderung des deutschen Wasserstoffspeicheraufbaus. Allerdings setzen sie voraus, dass ausreichende Wettbewerbsintensität vorliegt, um bei der Auktion tatsächlich realistische und effiziente Angebote (Minimalerlöse) zu erhalten. Gerade diese Voraussetzung dürfte in der frühen Marktphase jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht erfüllt sein. Die dena und Frontier Economics benennen weitere mögliche Nachteile des Modells. Sie weisen u. a. darauf hin, dass die Umsetzbarkeit zwar grundsätzlich gegeben ist, die Bestimmung der Ausschreibungsmenge (benötigte Speicherkapazität) jedoch „ggf. nicht trivial“ sei. Eine Ausschreibung würde eine staatlich definierte Zielgröße für den Speicherausbau bedingen. So eine Zielgröße würde jedoch eine zentrale Planung der Speicherkapazität voraussetzen und jegliche marktlich getriebene Entwicklung des Marktes abwürgen. Eine Rückzahlung von Übergewinnen bedarf zudem einer individuellen, zuvor von staatlicher Seite definierten Erlösobergrenze, die zudem regelmäßig von unabhängiger Seite zu überprüfen wäre.

Preisbasierte Differenzverträge

Nutzungsabhängige, preisbasierte CfDs oder Prämienmodelle fördern Speicherbetreiber basierend auf dem tatsächlich erzielten Preis pro verkaufter Speicherdienstleistung. Die Förderung erfolgt nur

bei erfolgreichem Verkauf von Speicherkapazität und kann als fixe oder gleitende Prämie ausgestaltet sein. Fixe Prämien bieten stabile Zahlungen unabhängig von Preisänderungen, während gleitende Prämien Differenzen zwischen einem anzulegenden Wert und einem Referenzwert ausgleichen und die teilweise Abschöpfung von Mehreinnahmen ermöglichen.

Diese Modelle bieten sich bei regulatorisch festgelegten Speicherentgelten an, da diese als Bezugspunkt herangezogen werden können. Sie adressieren jedoch ausschließlich das Preisrisiko, nicht aber das Mengenrisiko. Angesichts der Unsicherheit über die zukünftige Wasserstoffspeichernachfrage können Investitionsanreize schwächer ausfallen, da Förderungen nur bei tatsächlich verkauften Speicherdiensten greifen. Der administrative Aufwand sowie die Festlegung geeigneter Referenzwerte für unterschiedliche Speicherdienstleistungen machen die Umsetzung komplex.

Aufgrund der ansonsten ähnlichen Funktionsweise bevorzugen die Gutachter für die Förderung von Speicherbetreibern erlösbasierte CfDs gegenüber preisbasierten CfDs. Da die zuvor genannten Nachteile der erlösbasierten CfDs auch hier gelten, ist dieses Instrument nicht zu empfehlen.

Nutzungsunabhängige (fixe) Erlösprämie

Die nutzungsunabhängige Erlösprämie stellt eine fixe jährliche Förderung dar, die unabhängig von der Nutzung des Speichers und den Einnahmen durch den Verkauf von Speicherkapazitäten gezahlt wird. Speicherbetreiber erhalten eine zusätzliche Prämie zu den marktlichen Erlösen, die nicht automatisch mit steigenden Einnahmen reduziert wird, was das Risiko der Überförderung bei hohen Einnahmen birgt.

Um Überförderung zu vermeiden, könnten Mechanismen wie Erlösobergrenzen oder ein Gainsharing eingeführt werden. Dabei würden Mehreinnahmen über einer festgelegten Grenze abgeschöpft oder zwischen Betreiber und Staat aufgeteilt. Die Höhe der Prämie könnte durch wettbewerbliche Ausschreibungen oder regulatorische Vorgaben bestimmt werden.

Dieses Modell reduziert Preis- und Mengenrisiken, da Speicherbetreiber eine garantierte Einnahme unabhängig von der Marktentwicklung erhalten. Es bietet Anreize für die Fertigstellung von Projekten, da die Förderung erst ab Betriebsbeginn greift, und motiviert Betreiber, ihre Einnahmen zu maximieren. Ein Nachteil besteht im Verwaltungsaufwand zur Einführung eines neuen Fördersystems und in der möglichen Komplexität bei der Regulierung von Erlösobergrenzen.

Die dena und Frontier Economics bewerten dieses Instrument kritisch, da es sowohl hinsichtlich Effizienz als auch Umsetzbarkeit klare Defizite aufweist.

Amortisationskonto

Die dena und Frontier Economics empfehlen zusätzlich zur Einführung erlösbasierter Differenzverträge einen intertemporalen Kostenausgleich. Die dena lehnt ihren Vorschlag eng an das zur Finanzierung des Kernnetzes eingesetzte Amortisationskonto an, während Frontier Economics ein leicht abgewandeltes Ausgleichskonto vorschlägt.

Die Konzepte ähneln sich jedoch sehr. Laut Gutachter reichten die wenigen Nutzer und die regulierten Speicherentgelte nicht aus, um die hohen Investitionskosten zu decken. Der entstehende Finanzierungsbedarf könne zunächst über ein Amortisations- bzw. Ausgleichskonto zwischen-

finanziert werden, beispielsweise durch einen Kredit. Sobald die Zahl der Speichernutzer steige, werde das Konto über eine Umlage oder eine Anpassung regulierter Entgelte ausgeglichen. Dabei könne eine zu frühe Umlageerhebung den Hochlauf hemmen, während eine zu späte Einführung die Zinskosten erhöhe. Falls das Konto nicht oder nicht rechtzeitig ausgeglichen werde, übernehme der Staat eine subsidiäre Absicherung des Fehlbetrags, eventuell unter Beteiligung der Speicherbetreiber.

Die Gutachter stellen zwar die Funktion dieses Instruments als Refinanzierungsmechanismus in den Vordergrund. Es handelt sich jedoch auch um ein Förderinstrument i. S. einer De-Risking-Maßnahme zur Verbesserung der Finanzierbarkeit. Diese kreditähnliche Finanzierung bringe den Vorteil, dass sie nicht zwingend über den Staatshaushalt laufen müsse, sondern durch externe Träger wie die KfW abgewickelt werden könne. Ein wesentlicher Teil des finanziellen Risikos verbleibe durch die Haftung jedoch ggf. bei der KfW.

Die Gutachter vernachlässigen bei ihren Empfehlungen jedoch wesentliche Unterschiede zwischen Kernnetz und Wasserstoffspeicher. Die wettbewerbliche Struktur des Wasserstoffspeichermarktes steht dem natürlichen Monopol des Wasserstoffnetzes entgegen (siehe [Abschnitt 8](#)). Aus der Wettbewerbssituation und der heterogenen Speicherlandschaft mit individuellen Standorteigenschaften, verschiedenen Leistungsangeboten und Kapazitäten sowie unterschiedlichen Entgelten ergeben sich individuelle Risiken der Speicherbetreiber, deren kollektive Absicherung mit gemeinsamer Haftung ungerechtfertigt erscheint. Aufgrund der fehlenden Netzwerkeffekte (siehe [Abschnitt 8](#)) ist es auch fraglich, ob eine Umlage der Kosten auf alle künftigen Speichernutzer, also auch auf Nutzer von Speichern, die nicht von diesem Mechanismus profitiert haben, zu rechtfertigen ist.

Investitionszuschüsse

Investitionskostenförderung bietet eine direkte Unterstützung für den Bau und die Umrüstung von Wasserstoffspeichern durch einmalige Zahlungen oder periodische, die die anfänglichen Kapitalkosten (CAPEX) teilweise oder vollständig decken. Dieses Modell reduziert effektiv das Investitionsrisiko und erleichtert den Markteinstieg für Speicherbetreiber, insbesondere in der frühen Phase des Marktaufbaus. Es wird bereits in verschiedenen Kontexten, wie der Connecting Europe Facility (CEF) oder den Important Projects of Common European Interest (IPCEI), eingesetzt. Die Umsetzbarkeit ist relativ einfach, da es sich um punktuelle Förderungen handelt, die mit geringem administrativen Aufwand verbunden sind.

Die dena und Frontier Economics heben in ihren Gutachten jedoch hervor, dass das Mengenrisiko bei den Betreibern bestehen bleibt, da die Förderung unabhängig von der tatsächlichen Speichernutzung erfolgt. Ein weiterer potenzieller Nachteil ist die eingeschränkte Flexibilität, da sich die Förderung nicht automatisch an veränderte Marktbedingungen anpasst.

Staatliche Investitions Garantien

Staatliche Investitions Garantien dienen dazu, das finanzielle Risiko für Investoren beim Ausbau von Wasserstoffspeichern zu reduzieren. Dabei übernimmt der Staat eine Garantie für wesentliche Anteile der Investitionskosten (CAPEX) sowie fixer Betriebskosten (OPEX), falls die erwarteten Einnahmen aufgrund von Marktunsicherheiten nicht erreicht werden. Eine staatliche Investitions Garantie schützt Speicherbetreiber vor spezifischen Ausfallrisiken, wie verspätetem Anschluss ans Wasserstoffnetz oder der Nichtumstellung geplanter Abnehmer auf Wasserstoff. Dadurch können Investitions-

und Finanzierungskosten gesenkt und frühzeitige Investitionen attraktiver gemacht werden. Die Garantie adressiert vor allem strukturelle Risiken, die außerhalb des Einflussbereichs der Betreiber liegen, jedoch nicht das Preisrisiko und nur teilweise das Mengenrisiko.

Die Wirkung hängt stark von der vertraglichen Definition der abgesicherten Risiken ab. Eine vollständige Absicherung aller Risiken ist unwahrscheinlich und eine Garantie könnte nicht alle Mindererlöse bei Schadensfällen vollständig kompensieren. Während das Modell effizient ist, da Zahlungen nur bei spezifischen Ereignissen anfallen, birgt es das Risiko von Moral Hazard, wenn Betreiber durch die Garantie zusätzliche Risiken eingehen.

Eine präzise Definition der abgesicherten Risiken und projektspezifische Prüfungen durch erfahrene Institutionen wie Förderbanken sind essenziell. Investitions Garantien könnten auf höhere Akzeptanz stoßen als andere Förderinstrumente, da sie keine direkte Subvention darstellen und nur bei Bedarf greifen.

Wegen der beschriebenen Nachteile schätzt die dena dieses Modell als wenig effektiv und als mittelmäßig effizient ein. Frontier Economics hat es gar nicht erst in die engere Auswahl einbezogen.

Staatliche Beauftragung von Wasserstoffspeichern

Bei einer staatlichen Beauftragung von Speichern könnte der Staat entweder über ein bestehendes oder ein neu gegründetes bundeseigenes Unternehmen direkt Speicherprojekte umsetzen und betreiben. Alternativ könnte der Staat private Speicherunternehmen kontrahieren, die den Bau der Speicher übernehmen. In diesem Fall könnte ein bundeseigenes Unternehmen die Weitervermark-

tung der Kapazitäten übernehmen, während die privaten Unternehmen durch ein festgelegtes Entgelt seitens des Staates vergütet würden.

In beiden Szenarien würde der Staat nahezu vollständig die Risiken für Investition, Betrieb und Vermarktung tragen. Dazu plant der Staat zentral den Speicherbedarf. Diese Option wäre insbesondere dann sinnvoll, wenn in allen relevanten Bereichen ein Marktversagen vorliegen würde, etwa auch bei der Vermarktung von Speicherkapazitäten und der notwendigen Koordinierung zwischen Marktteilnehmern.

Eine staatliche Beauftragung bietet Vorteile wie die wirksame Absicherung gegen Mengen- und Preisrisiken, hohe Planungssicherheit und direkte staatliche Kontrolle während des Aufbaus des Marktes. Allerdings geht dies mit einer vollständigen Übernahme der Risiken durch den Staat einher, was zu erheblichen Marktverzerrungen gegenüber privaten Akteuren führen kann. Hinzu kommt ein sehr hoher Finanzierungsbedarf, der ausschließlich aus staatlichen Mitteln gedeckt werden müsste. Jedenfalls wäre dieses Modell mit dem wettbewerblichen Marktbild unvereinbar.

Dieses Modell wird von der dena als ineffizient und nur sehr schwierig umsetzbar abgelehnt. Frontier Economics hat es nicht in die engere Wahl einbezogen.

Nachfrageförderung

Eine indirekte Förderung von Wasserstoffspeichern kann durch die zusätzliche Unterstützung von Wasserstoffabnehmern und potenziellen Speichernutzern erfolgen. Diese kann über die Ausweitung

bestehender oder neue Fördersysteme geschehen, etwa durch Klimaschutzverträge (KSV), IPCEI, Kraftwerksstrategie-Ausschreibungen oder Wasserstoffquotenregelungen. Die so abgesicherte, steigende Nachfrage nach Wasserstoff trägt dann indirekt zur Finanzierung der Speicherinfrastruktur bei, wodurch langfristig kosteneffiziente Strukturen entstehen würden. Diskutiert werden in diesem Zusammenhang auch eine explizite Berücksichtigung von Speicherkosten in den Förderprogrammen, etwa in Form nutzungsabhängiger Zahlungen oder von Pauschalbeträgen pro genutzter Speichereinheit.

Die dena und Frontier Economics kritisieren, dass durch diesen Ansatz Preis- und Mengenrisiken nur indirekt adressiert würden. Insbesondere bleibe das Mengenrisiko für Speicherbetreiber bestehen, da der Umfang der Speichernutzung unsicher sei.

Allerdings wird die Existenz zuverlässiger Speicherkunden von der Branche oftmals als Voraussetzung für finale Investitionsentscheidungen genannt. Somit können die aus der Nachfrageförderung resultierenden verlässlichen Nachfragesignale das Nachfragerisiko entscheidend mindern. Die gewonnene Planungssicherheit würde positiv auf die Investitionsentscheidungen wirken. Darüber hinaus würde der Ansatz die Etablierung von Wettbewerbsstrukturen bei Wasserstoffspeichern erleichtern: Überkapazitäten würden verhindert und die Perpetuierung von Subventionen vermieden. Zuletzt verringert der Verzicht auf spezifische Speicherförderungen die notwendige Bürokratie.

9.4 Bewertung der Fördernotwendigkeit sowie der Förderinstrumente

Aus [Abschnitt 8](#) geht hervor, dass der Markt für Wasserstoffspeicher die Voraussetzungen für einen wettbewerblichen Markt erfüllt und von dessen Vorteilen profitieren kann. Gemeinsames Ziel aller Akteure muss es sein, staatliche Eingriffe in den Wasserstoffspeichermarkt auf ein Mindestmaß zu reduzieren, um die Entwicklungsmöglichkeiten und Effizienz des Wettbewerbs nicht zu behindern.

In Märkten, wie dem Wasserstoffspeichermarkt, die sich in einer frühen Marktphase befinden, auf neuen Technologien beruhen und hohe Anfangsinvestitionen erfordern, können Koordinationsprobleme die effiziente und rechtzeitige Marktentwicklung aber hemmen. Die Kosten neuer Technologien sind in der Anfangsphase oft hoch, Lerneffekte realisieren sich erst mit einer breiteren Marktverbreitung. Ohne eine ausreichende Nachfragemenge sinken die Produktionskosten nicht, was den Markteintritt für Unternehmen unattraktiv macht. Gleichzeitig können Koordinationsprobleme entlang der Wertschöpfungskette auftreten: Speichernachfrager könnten zögern, in wasserstoffbasierte Technologien zu investieren, solange unklar ist, ob die nötige Speicherinfrastruktur vorhanden sein wird, während Infrastrukturbetreiber ihre Projekte ohne eine sichere Nachfrage nicht vorantreiben. Diese Henne-Ei-Problematik kann zu einem Stillstand und letztlich zu einer Art Marktentstehungsversagen führen. Hinzu kommt, dass Speicherbetreiber insb. in der frühen Marktphase Investitionsentscheidungen für Speicherprojekte nicht auf der Grundlage allgemeiner Nachfrageprognosen treffen können. Vielmehr werden diese Entscheidungen auf konkreten, bilateralen Verträgen mit individuellen Kunden basieren. Aber auch hier gilt, dass, wenn diese bilateralen Zusagen nicht

oder nicht mit ausreichender Verlässlichkeit vereinbart werden können, eine Investitionszurückhaltung resultieren kann.

Angesichts dieser besonderen Herausforderungen in der Markthochlaufphase und der zentralen Bedeutung der Wasserstoffspeicherung für die gesamte Wasserstoffwirtschaft erscheinen staatliche Eingriffe in Form eines Förder- oder Anreizsystems grundsätzlich sinnvoll, um Investitionen in große Speicherprojekte anzustoßen. Eine besondere Herausforderung resultiert dabei aber aus vielen unbekanntem Parametern: Im Rahmen einer direkten Förderung besteht das erhebliche Risiko, zukünftige Bedarfs- und somit Fördermengen als auch Preise für die Speicherung falsch einzuschätzen. In bereits etablierten Märkten kann sich die Parametrisierung von Förderprogrammen an Erfahrungswerten orientieren. Bei Wasserstoffspeichern fehlen diese Ankerpunkte. Wettbewerblich organisierte Ausschreibungen können hier eine effektive Lösung sein. Da bei Wasserstoffspeichern aber gerade zu Beginn des Markthochlaufs kein kompetitives Bewerberfeld verfügbar sein wird, dürfte dieser Vorteil zunächst wenig relevant sein. Eine potenzielle Überförderung hätte indes nicht nur Konsequenzen für die öffentlichen Haushalte. Eine Überdimensionierung kann den wettbewerblichen Innovationsdruck auf Unternehmen mindern, der Entstehung eines wettbewerblichen Speichermarktes entgegenwirken und einen Förderbedarf perpetuieren. Eine Förderung muss deshalb maßvoll erfolgen.

Gleichwohl sind die diskutierten Fördermaßnahmen sehr unterschiedlich dazu geeignet, den Wasserstoffspeichermarkt in seinem Hochlauf zu unterstützen. Von den oben diskutierten direkten Fördermaßnahmen ragt vor allem der erlösbasierte Differenzvertrag hervor, da er Mengen- und Preis-

risiken gleichermaßen adressiert. Die Gefahr einer Überförderung einzelner Unternehmen könnte zumindest dahingehend reduziert werden, als dass Gewinne deutlich oberhalb der Erwartungen, die der Investitionsplanung und einer Förderzusage zugrunde liegen, abgeschöpft werden würden. Nichtsdestotrotz kann eine Überdimensionierung des gesamten Speicherangebots resultieren, die langfristig die Etablierung eines wettbewerblichen Marktes einschränkt. Auch dürfte dieses Modell mit einer hohen Komplexität einhergehen, da nicht nur auf Preise abgestellt wird (wie beim preisbasierten Differenzvertrag), sondern auf den Erlös. Zuletzt ist der öffentliche Finanzierungsbedarf a priori schwer abzuschätzen. Mit Abschluss der Differenzverträge würde der öffentliche Haushalt das Mengen- und Preisrisiko tragen, womöglich für einen langen Zeitraum. Vor diesem Hintergrund erscheinen erlösbasierte Differenzverträge zum jetzigen Zeitpunkt nicht hinreichend geeignet, um einen angemessenen, effizienten Speicherausbau zu gewährleisten. Da sich die Voraussetzungen für eine marktgerechte Förderung im dynamischen Marktumfeld aber stetig weiterentwickeln, gilt es, den Förderbedarf fortlaufend zu evaluieren und gegebenenfalls die Förderinstrumente erneut zu bewerten.

Die Herausforderungen einer direkten Förderung sind letztlich eine Konsequenz daraus, dass Unternehmen durch die Förderung gegenüber den bestehenden Risiken abgesichert werden sollen. Mit dieser Förderung werden jedoch lediglich die Symptome des unsicheren Marktumfelds adressiert, nicht dessen Ursachen.

Ein alternativer Ansatz wäre, die unsichere Nachfrage direkt zu adressieren, um den Speicherbedarf für potenzielle Investoren besser quantifizierbar zu machen. Nach Aussage von Marktteilnehmern werden Investitionsentscheidungen zugunsten konkreter Speicherprojekte nur anhand individueller, verlässlicher, kalkulierbarer Nachfrage getroffen. Bei diesen Nachfragern kann es sich bspw. um Wasserstoffproduzenten handeln, die ihre fluktuierende Produktion zwischenspeichern möchten, um Händler, die ihr Angebot strukturieren müssen, um ihren Kunden im Fall von Stahlproduzenten Bandlast oder im Fall von Kraftwerken hohe Leistungen anbieten zu können, oder direkt um große Einzelnachfrager (Kraftwerke, Industrie). Förderung entlang der Wertschöpfungskette wird also auch positive Effekte auf die Entwicklung des Speichermarktes nach sich ziehen – dies gilt insbesondere dann, wenn die geförderten Projekte transparent gemacht werden, potenzielle Speicheranbieter und -nachfrager zusammengebracht werden und Förderungen entlang der Wertschöpfungskette aufeinander abgestimmt sind.

10. Maßnahmen zur Förderung des Wasserstoffspeicherzubaues

Aus den Überlegungen der voranstehenden Abschnitte lassen sich bereits einige konkrete Maßnahmen ableiten, die in kurzer Frist angestoßen werden können. Sie können Hindernisse für den Markthochlauf reduzieren und schon maßgeblich dazu beitragen, von Anfang an wettbewerbliche Marktstrukturen zu etablieren. Die folgenden Maßnahmen zielen darauf ab, verlässliche, die Marktentwicklung unterstützende regulatorische Rahmenbedingungen zu schaffen, die technologische Entwicklung voranzutreiben und Anfangsinvestitionen zu unterstützen, sodass langfristig ein wettbewerbsfähiger marktlich organisierter Wasserstoffspeichermarkt entsteht.

10.1 Nachfrageförderung

Nachfragerisiken (Mengen- und Preisrisiken, siehe [Abschnitt 9.1](#)) liegen üblicherweise nicht im Einflussbereich der Wasserstoffspeicherbetreiber und können, wenn sie rein marktlich adressiert würden, zu Risikoaufschlägen und zeitlichen Verzögerungen bei den notwendigen Investitionen führen. Sie sind ein zentrales Problem des Wasserstoffhochlaufs und können durch staatliche Förderung gesenkt werden.

Dabei bietet die indirekte Förderung des Speicherausbaus durch die Förderung der Nachfrage mehrere Vorteile. Im Mittelpunkt steht dabei die private Finanzierung des Speicherausbaus induziert durch die Lenkungsfunktion der Marktsignale. Ein nachfrageorientierter Speicheraufbau vermeidet Überkapazitäten, da die Entwicklung der Speicherkapazitäten an den tatsächlichen Bedarf gekoppelt ist. Dies gewährleistet einen effizienten und bedarfsgerechten Ausbau. Die gezielte Förde-

rung der Wasserstoffnachfrage reduziert zudem das Nachfragerisiko, ohne dass der Staat finanzielle Risiken des Speicherausbaus übernehmen muss. Starke Nachfragesignale schaffen Vertrauen und erhöhen die Planungssicherheit, was Investitionsentscheidungen von privaten Akteuren erleichtert und den Speicheraufbau beschleunigt.

Darüber hinaus verhindert die Unabhängigkeit von Subventionen im Geschäftsmodell für Wasserstoffspeicher förderinduzierte technologische Lock-in-Effekte und ermöglicht die Entwicklung eines nachhaltigen, marktbasiernten Speichersystems. Eine stabile Nachfrage verbessert die Rentabilität für Speicherlösungen und schafft Anreize für den großflächigen Ausbau, der langfristige Versorgungssicherheit gewährleistet. Zudem fördert eine nachfrageorientierte Strategie den Wettbewerb zwischen Speicherbetreibern, was zur Entwicklung wirtschaftlicher Speicheroptionen beiträgt und die Gesamtkosten für Endverbraucher senkt.

Die Bundesregierung hat im Juni 2020 mit der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) erstmals eine Strategie zu den Zielen ihrer Wasserstoffpolitik vorgestellt. Die NWS setzt einen kohärenten Handlungsrahmen für die künftige Erzeugung, den Transport und die Nutzung von Wasserstoff und seinen Derivaten, einschließlich entsprechender Forschung, Innovationen und Investitionen. Mit der Fortschreibung der NWS im Juli 2023 wurde die Strategie weiterentwickelt. Dadurch soll sie verlässliche Leitplanken für private Investitionen etablieren. Neben einem Zielbild für die Wasserstoffwirtschaft im Jahr 2030 werden für die Sektoren Industrie, Verkehr und Strom eine Vielzahl von Vorhaben gelistet.

Maßnahmenpaket 1: Nachfrage

- Wasserstoffanwendungen fördern: Förderinstrumente, die emissionsintensive Industrieunternehmen bei den Mehrkosten von Wasserstoffanwendungen unterstützen (z. B. mit Klimaschutzverträgen).
- Grüne Leitmärkte etablieren: Nachfrage nach wasserstoffbasiertem Stahl, Zement oder ausgewählten chemischen Grundstoffen durch Labels, Produktanforderungen oder Beschaffungskriterien auf nationaler und europäischer Ebene anreizen (vgl. BMWK-Konzept „Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe“).
- Anwendung im Verkehr voranbringen: Forschung und Entwicklung in den unterschiedlichen Verkehrsträgern unterstützen.
- Wasserstoff im Stromsektor: Etablierung eines Kapazitätsmarktes, der H₂-ready-Kraftwerken und Wasserstoffkraftwerken langfristige Investitionssicherheit bietet (vgl. BMWK-Konzept „Kraftwerks-sicherheitsgesetz – Neue Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitspeicher für Strom“).

10.2 Politischer und regulatorischer Rahmen

Die entscheidende Voraussetzung für einen eindeutigen Rechtsrahmen und die Regulierung des Marktes ist mit der Richtlinie (EU) 2024/1788 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff bereits geschaffen worden. Die Richtlinie legt gemeinsame Vorschriften für den Transport, die Lieferung und die Speicherung von Wasserstoff fest. Sie regelt die Organisation und Funktionsweise dieses Sektors, den Marktzugang und z. T. auch Kriterien und Verfahren für die Erteilung von Netz-, Liefer- und Speichergenehmigungen für Wasserstoff sowie den Betrieb dieses Netzes.

Für Wasserstoffspeicher sieht die Richtlinie insbesondere vor, dass der Zugang zu Speichern und die Entgelte bzw. die Methoden zur Entgeltbe-

stimmung reguliert werden. Das Ziel ist es, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle europäischen Marktteilnehmer zu schaffen, da die Verfügbarkeit großer unterirdischer Wasserstoffspeicher regional sehr heterogen und zwischen den Mitgliedstaaten ungleich verteilt ist. Bei der Umsetzung werden den Mitgliedstaaten Spielräume bzgl. Startpunkt der Zugangsregulierung (spätestens zum 01.01.2033) und möglicher Bestandsschutzregeln (höchstens bis zum 04.08.2026) eingeräumt. Nach derzeitiger Planung wird (s. o. unter [Abschnitt 4.2](#)) eine zeitnahe und richtliniennahe Umsetzung im EnWG angestrebt, die Rechtsklarheit für Investoren schafft und Bestandsschutzregelungen für Early Movers vorsieht.

Durch eine frühzeitige, stabile und angemessene gesetzgeberische und regulatorische Rahmensetzung werden Investitionsrisiken effektiv gesenkt. Das BMWK strebt daher eine zeitnahe

Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets an. Das derzeitige Ziel ist ein möglichst früher Einstieg in die Zugangs- und Entgeltregulierung. Dieser würde zügig Klarheit bzgl. des anzuwendenden Regulierungsregimes schaffen und komplexe Regimewechsel vermeiden, zu denen es käme, wenn von der Möglichkeit eines verhandelten Netzzugangs für wenige Jahre Gebrauch gemacht würde. Ein verhandelter Zugang würde den Marktteilnehmern zwar grundsätzlich mehr Freiheiten und damit mehr Möglichkeiten zur effizienten Preisfindung geben, wäre jedoch durch die Richtlinie bis zum 31.12.2032 beschränkt. Daher würde sich der positive Effekt der rein wettbewerblichen Preisgestaltung in Grenzen halten und durch die dann notwendige komplexe Überführung der bis dahin geschlossenen Verträge in das einzuführende Regulierungsregime aufgehoben oder sogar ins Negative verkehrt. Um solche negativen Effekte bei der frühen Einführung der Regulierung zu vermeiden, soll von der Möglichkeit des Bestandsschutzes für bis zum 04.08.2026 geschlossene Verträge Gebrauch gemacht werden.

Die derzeit geltenden Voraussetzungen für die Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffspeichern und die Umwidmung von Erdgasspeichern zu Wasserstoffspeichern werden in [Abschnitt 4](#) ausführlich dargestellt. Langwierige und komplexe Genehmigungsverfahren können die Realisierungszeiten deutlich verlängern. Umso wichtiger ist es, die in der 20. Legislaturperiode eingebrachten Vorschläge aus dem GeoWG-E und WasserstoffBG-E wie in [Abschnitt 4](#) beschrieben schnell aufzugreifen und um weitere Beschleunigungsoptionen im Fachrecht zu ergänzen. Auch wenn aufgrund der bislang begrenzten administrativen Erfahrung mit großskaligen Wasserstoffspeichern noch keine standardisierten Genehmigungsverfahren für die Errichtung oder die Umrüstung von Wasserstoffspeichern existieren, ist davon auszugehen, dass derartige Projekte, vor allem die Solung von Kavernen, den Bergbehörden bereits vertraut sind und sie somit grundsätzlich über die administrative Kompetenz für die künftigen Genehmigungsverfahren verfügen.

Maßnahmenpaket 2: Rechtlicher und regulatorischer Rahmen

- **Beschleunigte Genehmigungsverfahren:** Die Genehmigungsprozesse für den Bau und Betrieb von Wasserstoffspeichern sollen vereinfacht, beschleunigt und digitalisiert werden, um den Infrastrukturaufbau zügig voranzutreiben.
- **Zeitnahe Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets:** Dazu gehört einerseits die rechtliche Verankerung des regulierten Zugangs mit Festlegungen zu den Bedingungen für Drittparteizugang zu Wasserstoffspeichern sowie Entgeltregulierung zum 05.08.2026 und andererseits der Bestandsschutz für bis einschließlich 04.08.2026 abgeschlossene Speichernutzungsverträge (sog. „Grandfathering“).
- **Beauftragung BGR mit Kurzgutachten zu konkurrierenden Nutzungen und ggf. Ableitung gesetzgeberischen Handlungsbedarfs;** etwaige Änderungsbedarfe von Standortsicherungsvorschriften auf Grundlage der zu erwartenden Stellungnahme der Entsorgungskommission prüfen.

10.3 Europäische Zusammenarbeit

Wie Deutschland steht die EU vor der Herausforderung, den Ausbau der Wasserstoffspeicherinfrastruktur rasch und koordiniert voranzutreiben, um Dekarbonisierung und Energiesicherheit zu gewährleisten. Deutschland kann als Vorreiter und Partner eine zentrale Rolle spielen, um Best Practices auf europäischer Ebene zu etablieren. Eine

Kombination aus regulatorischer Harmonisierung, koordinierter Netzanbindung, Forschungsfinanzierung und marktbasierter Anreizsetzung ist entscheidend, um Wasserstoffspeicher als tragende Säule des europäischen Wasserstoffmarkts zu etablieren.

Maßnahmenpaket 3: Europa

- **Regulatorischer Rahmen:** Mit der Integration von Wasserstoffspeichern in das Erdgas- und Wasserstoff-Binnenmarktpaket wurde die Grundlage für den grenzüberschreitenden Zugang zu Wasserstoffspeichern geschaffen. Die zügige Entwicklung eines wettbewerblich organisierten Markts für Wasserstoffspeicher ist im Interesse Deutschlands und der EU. Deutschland sollte sich entsprechend für verlässliche marktbasierende Rahmenbedingungen einsetzen.
- **Koordination und Planung:** Die grenzüberschreitende Nutzung von Wasserstoffspeichern ist ein elementarer Bestandteil des effizienten Ausbaus der europäischen Wasserstoffinfrastruktur. Entsprechend sollte sich Deutschland für eine koordinierte Wasserstoff-Infrastrukturplanung unter Berücksichtigung der deutschen Speicherpotenziale einsetzen. Eine gemeinsame, europäische Wasserstoffspeicherstrategie kann die Koordination erleichtern und die Entstehung eines europäischen Wasserstoffspeichermarktes vorantreiben.
- **Finanzierung und Förderung:** Aufgrund des erheblichen Nutzens des grenzüberschreitenden Zugangs zu Wasserstoffspeichern sollte sich Deutschland dafür einsetzen, Förderprogramme wie die Connecting Europe Facility stärker auf Speicherprojekte auszurichten, sodass deutsche Speicherprojekte als Projects of Common Interest gefördert werden können.

10.4 Forschung und Entwicklung

Deutschland soll zu einem globalen Vorreiter für grünen Wasserstoff werden und langfristig die Marktführerschaft bei Wasserstofftechnologien erlangen und sichern. Dafür ist eine Wasserstoffwirtschaft notwendig, bei der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, Infrastruktur für Transport und Speicherung, und Abnehmer gleichzeitig mitgedacht werden müssen. Die Energieforschung kann mit innovativen Technologien und Konzepten den Weg dafür ebnet. Das 8. Energieforschungsprogramm des BMWK hat die dafür notwendigen Forschungsarbeiten zielgerichtet in fünf Missionen zusammengefasst. Die effiziente Speicherung von Wasserstoff wird unter dem Programmziel „Resiliente Wasserstoffinfrastruktur entwickeln und erproben“ der Mission „Wasserstoff 2030“ explizit angesprochen.

Das Energieforschungsprogramm umfasst den leitungsgebundenen wie auch den mobilen Transport per Bahn, Lkw oder Schiff und die Speicherung in Tanks oder anderen Medien bis hin zur saisonalen, großvolumigen Speicherung, beispielsweise im Untergrund. Dabei steht die Optimierung der Materialien, Komponenten und Anlagen bis hin zu Betriebskonzepten im Fokus. Ein weiterer Forschungsaspekt sind innovative Methoden zur Umrüstung und Sicherheitsbetrachtung von vorhandenen Erdgasleitungen und Erdgasspeichern – auch im geologischen Untergrund – auf Wasserstoff. Gefördert werden ebenso Innovationen und Weiterentwicklungen zum Beispiel bei Leitungstechnik, Drucktanks und der Speicherung in Trägermedien (zum Beispiel LOHC, Methanol, Ammoniak, Metallhydriden), auch im Hinblick auf eine Optimierung der Wärmeströme. Bei der Infra-

struktur spielt Forschung für geeignete, langlebige, robuste und umweltverträgliche Materialien eine wichtige Rolle. Effizienzsteigerung und reduzierte Kosten sind wichtige Forschungsziele, wie auch die Vorbereitung der Hochskalierung von Systemen. Die Sicherheit der Technologien steht ebenso im Fokus. Dazu werden Entwicklungen gefördert, beispielsweise neue zerstörungsfreie Prüfmethode und Überwachungskonzepte oder Maßnahmen, welche die Dichtigkeit gewährleisten. Gefördert werden auch Technologien zur Handhabung sowie Aggregate für die Kopplung von Systemen wie Armaturen, Verdichter und Anlagen zur Gasaufbereitung. Für die systemische Infrastrukturplanung sind Simulations- und Optimierungsmodelle als zusätzliche Aspekte in Projekten förderfähig. Sie sollen die Bedarfe, aber auch Nutzungskonkurrenzen der Sektoren berücksichtigen. Relevante Standorte und die internationale Anbindung für Im- und Exporte sind dabei wichtige Faktoren, ebenso wie Naturverträglichkeit und soziale Akzeptanz.

Daneben wird die technologische Weiterentwicklung im Bereich der Wasserstoffspeicherung maßgeblich durch Pilotprojekte und Innovationsförderprogramme vorangetrieben, die den Einsatz und die Skalierbarkeit neuer Speicherlösungen erproben. Durch gezielte Förderprogramme und Investitionsanreize werden innovative Speichertechnologien in verschiedenen Regionen Deutschlands in die Praxis umgesetzt und in realen Anwendungsfällen getestet. Darüber hinaus fördern Bund und Länder aktuell bereits drei Wasserstoffspeicherprojekte im Rahmen der IPCEI Wasserstoff Hy2Infra-Welle, die am 15.02.2024 durch die EU-KOM beihilferechtlich genehmigt und am 15.07.2024 durch Übergabe nationaler Förderbescheide bewilligt wurden.

Maßnahmenpaket 4: Forschung und Entwicklung

- **Forschungsförderung im Energieforschungsprogramm:** Aufbau einer resilienten und leistungsfähigen Infrastruktur für Leitung und Speicherung von Wasserstoff und Derivaten durch große Bandbreite förderfähiger Themen.
- **HyCAVmobil:** Dieses Pilotprojekt untersucht die Nutzung von Salzkavernen zur Langzeitspeicherung von Wasserstoff und testet dabei die geologischen und technischen Voraussetzungen für eine großvolumige Speicherung. HyCAVmobil bietet wertvolle Erkenntnisse zur Dichtheit, Stabilität und praktischen Nutzbarkeit der Salzkavernenspeicherung in Norddeutschland.
- **HYPOS:** Das HYPOS-Projekt in Mitteldeutschland fokussiert sich auf die Integration von Wasserstoffspeichern in die Industrie und entwickelt Lösungen für die flexible Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff. Das Projekt erforscht die Machbarkeit der Wasserstoffnutzung in industriellen Prozessen und die Integration von Wasserstoffspeichern in regionale Energieinfrastrukturen.
- **GOSpeicher – Green Octopus Mitteldeutschland:** Kavernenspeicher für Wasserstoff mit einer Speicherkapazität von 177 GWh. Ziel ist die Umwidmung einer bereits vom Salz befreiten und mit Sole gefüllten Salzkaverne in der Nähe von Bad Lauchstädt in Sachsen-Anhalt für die Speicherung von gasförmigem Wasserstoff.
- **Get H2 Speicher:** Wasserstoffspeicher am Kavernenspeicherstandort in Gronau-Epe mit einer Speicherkapazität von 135 GWh. Ziel ist der Bau und die Inbetriebnahme eines kommerziellen Kavernenspeichers am Standort Gronau-Epe (NRW).
- **H2S-Huntorf:** Großtechnische Speicherung von Wasserstoff in einer Salzkaverne mit einer Speicherkapazität von 51 GWh. Ziel des beantragten Gesamtvorhabens ist Bau und Inbetriebnahme eines kommerziellen H2-Kavernenspeichers am Standort Huntorf (Niedersachsen) bis Ende 2027.

11. Schlussfolgerungen

Dieses Weißbuch Wasserstoffspeicher verdeutlicht die wesentliche Rolle der Wasserstoffspeicherung für den Aufbau einer klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa. Die Speicherung von Wasserstoff stellt sicher, dass überschüssige Energie aus erneuerbaren Quellen effizient genutzt und für Zeiten mit hohem Energiebedarf zur Verfügung gestellt werden kann. Sie ermöglicht die sichere Versorgung der Industriezweige, die Wasserstoff im Rahmen der Dekarbonisierung einsetzen. Durch den Ausbau von Speicherkapazitäten und die Integration dieser Infrastruktur in das nationale und europäische Energiesystem wird Deutschland in die Lage versetzt, Versorgungssicherheit und Netzstabilität langfristig zu gewährleisten und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern erheblich zu reduzieren.

11.1 Wichtige Erkenntnisse des Weißbuchs Wasserstoffspeicher

Die wesentlichen Erkenntnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- **Flexibilität und Versorgungssicherheit:** Der Ausbau der Wasserstoffspeicherinfrastruktur schafft die Voraussetzungen für eine flexible Nutzung von Wasserstoff und stellt die Versorgungssicherheit auch in Zeiten hoher Nachfrage oder geringer erneuerbarer Energieerzeugung sicher. Langzeitspeicher, insbesondere Salzkavernen, bilden das Rückgrat der Wasserstoffspeicherung in Deutschland und ermöglichen eine saisonale Energiespeicherung.
- **Großes Potenzial:** Hierzulande gibt es ein großes geologisches Potenzial zur Speicherung von Wasserstoff untertage und Deutschland kann innerhalb Europas eine bedeutende Rolle einnehmen. Insbesondere die Umwidmung bestehender Erdgas- und Erdölspeicher kann ein schneller und kostengünstiger Weg sein, den ab 2030 zügig steigenden Speicherbedarf zu decken. Würden die Potenziale richtig genutzt, könnte Deutschland eine führende Rolle in den Speichertechnologien einnehmen. Dies schafft Arbeitsplätze und stärkt die Wettbewerbsfähigkeit.
- **Integration und Synergien mit dem europäischen Markt:** Die Einbindung Deutschlands in ein europäisches Wasserstoffnetzwerk und die Zusammenarbeit mit EU-Partnern stärken die Versorgungssicherheit und schaffen Synergien durch gemeinsame Infrastruktur- und Speicherlösungen. Ein harmonisiertes Regelwerk und gemeinsame Standards für die Wasserstoffspeicherung fördern den grenzüberschreitenden Wasserstoffhandel und verbessern die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffprojekte.
- **Technologische Innovation und Forschung:** Die kontinuierliche Forschung und Entwicklung sind unerlässlich, um die Effizienz der Wasserstoffspeicherung zu steigern, die Kosten zu senken und die Sicherheit der Speichersysteme zu gewährleisten. Durch gezielte Innovationsförderung werden technologische Fortschritte vorangetrieben, die Deutschland als führenden Standort für Wasserstofftechnologien etablieren können.

- **Indirekte Förderung:** Der Wasserstoffspeichermarkt erfüllt die Voraussetzung für einen funktionierenden Wettbewerb. Dies stärkt das Innovationsumfeld und senkt Preise. Insbesondere die Mengen- und Preisrisiken zu Beginn des Markthochlaufs können Investitionen und damit einem zeitigen Markthochlauf aber entgegenstehen. Fördermaßnahmen, die auf Speicherinvestitionen abzielen, können insbesondere zu Beginn des Hochlaufs mit Problemen behaftet sein. Eine konsequente Förderung der Wasserstoffnachfrageseite würde Unsicherheiten für Investoren senken und ein bedarfsgerechtes Speicherangebot begünstigen.
- **Marktorientierte Regulierung:** Die Einführung eines geregelten Zugangs zu Wasserstoffspeichern ab 2026 wird den Wettbewerb fördern und die Transparenz im Wasserstoffmarkt erhöhen. Einheitliche Zugangskriterien und Preisbildungsmethoden bieten Investoren Planungssicherheit und schaffen eine faire, wettbewerbsfähige Marktumgebung.
- **Förderung der Wasserstoffnachfrage:** Um die Nachfrage nach Wasserstoff und damit die Speichernachfrage anzukurbeln, sind Anreize für den sinnvollen Einsatz von Wasserstoff in Industrie, Mobilität und Energie erforderlich. Eine verstärkte Nachfrage schafft Planungssicherheit für Speicherprojekte und stärkt den wirtschaftlichen Rahmen für die Wasserstoffwirtschaft. Da sich der Markt für Wasserstoff noch in einer frühen Entwicklungsphase befindet und die zukünftigen Anforderungen, Marktdynamiken und regulatorischen Rahmenbedingungen noch nicht vollständig absehbar sind, müssen die Entwicklung des Marktes und die evtl. Finanzierungsnotwendigkeit kontinuierlich beobachtet werden. Die spezifischen Vor- und Nachteile der verschiedenen Instrumente können je nach Marktphase, technologischen Fortschritten und regionalen Gegebenheiten unterschiedlich wirken, sodass in Abhängigkeit von neuen Entwicklungen, z. B. betreffend Kosten, Betriebsweise oder Regulierung, der Förderansatz neu evaluiert und ggf. angepasst werden muss, um sicherzustellen, dass er flexibel auf sich ändernde Bedingungen angepasst und ggf. um weitere Förderinstrumente ergänzt werden kann.

11.2 Handlungsbedarf und nächste Schritte

Um aus dem vorliegenden Weißbuch eine erfolgreiche Wasserstoffspeicherstrategie zu entwickeln und die langfristigen Ziele zu erreichen, sind konkrete Maßnahmen erforderlich:

- **Beschleunigte Genehmigungsverfahren:** Die Genehmigungsprozesse für den Bau und Betrieb von Wasserstoffspeichern werden vereinfacht, beschleunigt und digitalisiert, um den Infrastrukturaufbau zügig voranzutreiben. Diese Maßnahmen sind besonders wichtig, um rechtzeitig auf die steigende Wasserstoffnachfrage reagieren zu können und das Potenzial der Wasserstoffwirtschaft voll auszuschöpfen.

- Europäische Harmonisierung und Netzwerkintegration: Die harmonisierte Einbindung in ein europäisches Wasserstoffnetzwerk ist entscheidend für die Versorgungssicherheit und die internationale Wettbewerbsfähigkeit. Deutschland sollte die europäische Zusammenarbeit intensivieren und den Ausbau des „European Hydrogen Backbone“ aktiv unterstützen, um eine zukunftsfähige, grenzüberschreitende Wasserstoffinfrastruktur zu schaffen.

11.3 Ausblick

Die Wasserstoffspeicherung bietet Deutschland die Möglichkeit, die Energiewende voranzutreiben und eine klimaneutrale Zukunft zu gestalten. Durch gezielte Investitionen, eine klare Regulierung und eine enge Kooperation mit europäischen Partnern wird die Wasserstoffwirtschaft zur langfristigen Stabilität und Flexibilität des Energiesystems beitragen. Der Aufbau einer wettbewerbsfähigen und integrierten Wasserstoffinfrastruktur wird nicht nur die nationale Versorgungssicherheit stärken, sondern auch die Position Deutschlands auf dem internationalen Wasserstoffmarkt festigen.

Die Umsetzung dieses Weißbuchs wird die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands fördern, Arbeitsplätze schaffen und die Technologie- und Innovationsführerschaft im Bereich der erneuerbaren Energien und der Wasserstoffwirtschaft stärken. Deutschland wird so nicht nur zum Vorreiter in der Wasserstoffspeicherung und -nutzung, sondern auch zum Modell für eine zukunftsfähige Energieinfrastruktur in Europa und darüber hinaus.

Durch die strategische Fokussierung auf Speicherlösungen, Forschung und Marktintegration soll die Wasserstoffspeicherstrategie das Fundament für eine erfolgreiche und klimaneutrale Zukunft legen und zeigen, wie Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität und Versorgungssicherheit auch global eine führende Rolle einnehmen kann.

Quellenverzeichnis

Blanco, Herib und André Faaij (2018): A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81(1), S. 1049-1086.

BMWK (2024): Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe, Mai.

BMWK (2024): Kraftwerkssicherheitsgesetz – Neue Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitspeicher für Strom, Oktober.

Caglayan, Dilara Gulcin, Nikolaus Weber, Heidi U. Heinrichs, Jochen Linßen, Martin Robinius, Peter A. Kukla and Detlef Stolten (2020): Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe, *International Journal of Hydrogen Energy* 45(11), S. 6793-6805.

Cavanagh, Andrew, Hamid Yousefi, Mark Wilkinson and Remco Groenenberg (2022): Hydrogen storage potential of existing European gas storage sites in depleted gas fields and aquifers, *HyUSPRE Hydrogen Underground Storage in Porous Reservoirs*, Juni.

Dena – Deutsche Energie-Agentur (2024): Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland, Studie im Auftrag des BMWK, Juli.

EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2024): Wasserstoffspeicher in Deutschland und Europa – Modellbasierte Analyse bis 2050, Gutachten im Auftrag von RWE Gas Storage West GmbH, Oktober.

Frontier Economics (2024): Finanzierungsmechanismus für den Aufbau von Wasserstoffspeichern, Studie im Auftrag des BDEW, August.

FNB Gas – Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (2025): Wasserstoff-Kernnetz, siehe <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/> (abgerufen am 8.3.2025).

INES – Initiative Energie speichern (2023): Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern, Positionspapier, Oktober.

INES – Initiative Energie speichern (2025): Wasserstoffspeicher in Deutschland – Vorstellung der Ergebnisse der Market Assessment for Hydrogen Storage (MAHS), Januar.

LFS – Langfristszenarien (2024): Langfristszenarien 3 – Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands, siehe <https://langfristszenarien.de> (abgerufen am 8.3.2025).

